LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

Rikke Kujala

AURINKOSÄHKÖN KANNATTAVUUS JA POTENTIAALI LOGISTIIKKATERMINAALISSA

Tarkastajat: Professori Jero Ahola
TkT Antti Kosonen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT
School of Engineering Science
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Rikke Kujala

Aurinkosähkön kannattavuus ja potentiaali logistiikkaterminaalissa

Diplomityö
2021
77 sivua, 42 kuvaa, 13 taulukkoa ja 1 liite
Tarkastajat: Professori Jero Ahola
TkT Antti Kosonen

Hakusanat: aurinkosähkö, aurinkopaneeli, logistiikka, kannattavuus

Tässä tutkielmassa selvitettiin miten eri kokoisissa ja eri paikkakunnilla sijaitsevissa logistiikkaterminaaleissa olisi mahdollista hyödyntää aurinkosähköä ja minkälainen tuotto investoinnille olisi mahdollista saada, kun hyödynnetään kiinteistöjen tuntikohtaista energiankulutusta määrittävänä tekijänä mitoituksessa. Tämä diplomityö on tehty Kaukokiito Oy:lle.

Kiinteistökohtaiset simuloinnit toteutettiin Homer Pro -simulointiohjelmalla, jonka perusteella valittiin kiinteistön sähkönkulutusta, sähkön hintaa, sijaintia ja ympäristön lämpötilaa hyödyntämällä kiinteistölle teknistaloudellisesti järkevin aurinkovoimalan koko.

Simuloinnin tuloksena tehtiin laskelmat aurinkovoimaloiden tuotoista, tuotetun sähkön hinnasta, investoinnin takaisinmaksuajasta ja investoinnin sisäisestä korkokannasta.

Aurinkovoimaloille saatiin 5 % laskentakorkokantaa käyttämällä noin 8 vuoden takaisinmaksuaika, kun otetaan 20 % investointituki huomioon. Aurinkovoimalainvestointien sisäinen korkokanta vaihteli 25 vuoden elinkaarioletuksella kiinteistöstä riippuen välillä 14,8 – 15,5 prosenttia. Takaisinmaksuaikalaskelmat toteutettiin käyttämällä tuntikohtaisen sähkön Spot-hinnan keskiarvoa ajanjaksolta 14.4.2020 – 18.3.2021.

Tutkielman perusteella voidaan todeta, että Suomen olosuhteissa nykyisillä investointikustannuksilla ja sähkön hinnalla, aurinkovoimalaan investointi on teknistaloudellisesta näkökulmasta järkevää.

ABSTRACT

Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT
LUT School of Energy Systems
Electrical Engineering

Rikke Kujala

Profitability and potential of photovoltaics in a logistics terminal

Master's thesis
2021
77 pages, 42 figures, 13 tables and 1 appendix
Examiners: Professor Jero Ahola and D.Sc. (Tech.) Antti Kosonen

Keywords: photovoltaics, solar panel, logistics, profitability

This study examined how it would be possible to utilize solar electricity in logistics terminals of different sizes and locations, and what kind of return on investment could be obtained by utilizing the hourly energy consumption of properties as a determining factor in sizing. This study has been done for Kaukokiito Oy.

The property-specific simulations were performed using the Homer Pro simulation program, which was used to select the property's electricity consumption, electricity price, location, and ambient temperature by utilizing the most economically sensible solar power plant size for the property.

As a result of the simulation, calculations were made on the income from solar power plants, the price of electricity produced, the payback period of the investment and the internal interest rate of the investment.

For solar power plants, a repayment period of approximately 8 years was obtained using a 5% interest rate, considering the 20% investment aid. The internal rate of return on solar power investments varied between 14.8 and 15.5 per cent, depending on the property, with a 25-year life cycle assumption. The payback time calculations were performed using the average hourly electricity Spot price for the period from April 14, 2020, to March 18, 2021.

Based on the study, it can be stated that in Finnish conditions, with the current investment costs and the price of electricity, investing in a solar power plant makes sense from an economic point of view.

SISÄLLYSLUETTELO

1 Johdanto ... 3
1.1 Työn tavoitteet ... 4

2 Aurinkoenergia ... 5
2.1 Auringon säteily ... 6

2.2 Aurinkosähköjärjestelmä ... 8

2.2.1 Verkkoon kytkemätön järjestelmä (Off-grid) ... 9
2.2.2 Verkkoon kytketty järjestelmä (On-grid) ... 10
2.2.3 Aurinkopaneelin toimintaperiaate ... 11
2.2.4 Aurinkopaneelin rakenne ja ominaisuudet ... 13
2.2.5 Tehoon vaikuttavat tekijät ... 14

3 Lainsäädäntö aurinkoenergiajärjestelmille ... 16
3.1 Rakennuslupa ... 16

3.2 Asennussäädökset ... 17

3.3 Turvallisuussäädökset ... 17

3.4 Sähkön myynti ja verotus ... 18

3.5 Verkkoon kytkeminen lupa ja säädökset ... 20

3.6 Energiatukisäädökset ... 21

4 Aurinkoenergian hyödyntäminen logistiikkaterminaaleissa ... 23
4.1 Aurinkoenergian mallinnustyökalu Homer Pro ... 23

4.2 Mallinnuksessa käytettävät lähtötiedot ... 25

4.2.1 Rakennusten tekniset tiedot ja ympäristö ... 25
4.2.2 Sähkönkulutustiedot ... 29
4.2.3 Aurinkosäteilyn määrä ja säätiedot ... 35
4.2.4 Järjestelmän mitoittaminen ... 41
4.3 Mallinuksen määrittely ja simuloinnin tulokset ... 42

4.3.1 Tuloksien tarkastelu ja yhteenveto ... 53
4.3.2 Laskentamenetelmät ... 54
4.3.3 Investoinnin takaisinmaksuaika ... 56

5 Yhteenveto ja johtopäätökset ... 62

Lähteet

Liite

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Symbolit

A	ampeeri
A_t	vuosittainen ylläpitokulu
E	auringon säteilyteho
E_t	tuotettu energia vuodessa
h	korkeus
i	laskentakorkokanta
I_0	pääoma
J_0	kyllästysvirran tiheys
k_B	Boltzmann-vakio
kWh	kilowattitunti
L	pituuspiiri
MWh	megawattitunti
n	hyötysuhde
n_{id}	diodin ideaalikerroin
P	teho
ϕ	leveyspiiri
q	perusvaraus
Si	pii
T	lämpötila
t	aika
W_p	piikkiwatti
ρ_g	ympäristön heijastuskerroin

Lyhenteet

AC	Vaihtovirta (*engl. Alternating Current*)
ALV	Arvonlisävero
DC	Tasavirta (*engl. Direct Current*)
IRR	Sisäinen korkokanta (*engl. Internal Rate of Return*)
KHO	Korkein hallinto-oikeus
LCOE	Tuotetun energian hinta (*engl. Levelized Cost of Energy*)
MPP	Maksimitehopiste (*engl. Maximum Power Point*)
NASA	Kansallinen ilmailu- ja avaruushallinto (engl. *National Aeronautics and Space Administration*)
NOCT	Normaalin toimipisteen testi *(engl. Normal Operation Condition Test*)
NPV	Nettonykyarvo (*engl. Net Present Value*)
NREL	Kansallinen uusiutuvan energian laboratorio (*engl. National Renewable Energy Laboratory)*
PV	Valosähköiseen ilmiöön perustuva aurinkosähkö (*engl. Photovoltaic*)
STC	Standardisoitu testiolosuhde (*engl. Standard Test Condition*)
WACC	Pääoman keskimääräinen kustannus (*engl. Weighted Average Cost of Capital*)

1 JOHDANTO

Aurinkosähköjärjestelmien teknologian nopean kehittymisen ja hintojen laskun seurauksena aurinkosähköstä on tullut entistä yleisempi sähköntuotantomuoto Suomessa. Aurinkosähköjärjestelmiä hyödynnetään kotitalouksien lisäksi myös erilaisten yritysten sähköntuotannossa. Tyypillisesti aurinkovoimalat mitoitetaan niin, että niiden tuottama energia voidaan hyödyntää kokonaisuudessaan kohteen energiankulutukseen, sillä sähkön varastointi on vielä kannattamatonta eikä sähkön myymisestä verkkoyhtiölle välttämättä saada tarpeeksi suurta kompensaatiota, jotta ylituotanto olisi kannattavaa.

Aurinkoenergia on käytettäessä päästötön ja äänetön energianlähde, eikä aurinkopaneelit edellytä aktiivista kunnossapitoa. Siksi nykyisessä ympäristössä, jossa yrityksien ja yksilöiden vastuullisuutta korostetaan, on aurinkoenergia loistava tapa tuottaa puhdasta energiaa yritysten ja kotitalouksien käyttöön.

Aurinkosähkön osuus Suomen sähköntuotannosta vuonna 2020 oli 0,3 %. Vuodesta 2016 lähtien aurinkosähkön verkkoon kytketty kapasiteetti on lisääntynyt 100 % vuodessa. (Tilastokeskus, 2021)
Mikäli kasvuvauhti pysyy samana myös tulevaisuudessa, tuotetaan vuonna 2022 Suomessa käytetystä sähköenergiasta noin 0,5 prosenttia aurinkovoimalla. Kasvaneen aurinkoenergian kapasiteetin takia aurinkosähköstä on tullut edullisin uusi sähköntuotantomuoto lähes kaikkialla maailmassa. Kun aurinkoenergian maailmanlaajuinen kapasiteetti on tuplaantunut, aurinkosähkömoduulien hinta on laskenut tyypillisesti noin viidenneksen verran. (Lappeenranta University of Technology, LUT, 2015)

Aurinkosähkön tuottaminen Suomessa on jo ajoittain kannattavaa energiantuottajalle, koska sähkön markkinahinta ylittää aurinkosähkön tuotantokustannukset. Sähkönkuluttajan näkökulmasta aurinkosähköön investointi on energiantuottajaa kannattavampaa, sillä kuluttajan tulee verrata tuotannon kustannuksia sähkön kokonaiskustannuksiin, joissa otetaan huomioon sähkön hinnan lisäksi, myös siirtohinnat ja verotus. (Lappeenranta University of Technology, LUT, 2019) Näiden yhteenlaskettu summa nousee yli aurinkosähkön tuotantokustannusten ja näin ollen aurinkosähköjärjestelemään investointi voi olla perusteltua.

Tässä työssä tutkitaan miten aurinkosähköjärjestelmää voisi hyödyntää Kaukokiidon logistiikkaterminaalien sähköntuotannossa ja minkälainen takaisinmaksuaika aurinkosähköjärjestelmälle on mahdollista saada Suomen olosuhteissa.

1.1 Työn tavoitteet

Tämän työn tavoitteena on tutkia aurinkosähköön investoimisen kannattavuutta ja energiantuoton potentiaalia logistiikkaterminaalin sähköntuotannossa. Työssä tutkitaan neljän eri logistiikkaterminaalin aurinkosähkön potentiaalia ja taloudellista järkevyyttä. Työssä selvitetään miten eri kokoisissa ja eri paikkakunnilla sijaitsevissa logistiikkaterminaaleissa on mahdollista hyödyntää aurinkosähköä ja minkälainen tuotto investoinnille on mahdollista saada, kun hyödynnetään kiinteistöjen tuntikohtaista energian kulutusta määrittävänä tekijänä mitoituksessa. Lisäksi työssä esitellään yleisellä tasolla aurinkoenergiaa, aurinkosähköjärjestelmän rakennetta ja lainsäädäntöä aurinkoenergiajärjestelmille.

Työ toteutetaan Kaukokiito Oy:lle ja tutkittaviksi terminaaleiksi ovat valikoituneet Kaukokiidon Vantaalla, Lahdessa, Turussa ja Tampereella sijaitsevat logistiikkaterminaalit. Työssä selvitetään terminaalikohtaisesti, kuinka suuri aurinkovoimala on mahdollista rakentaa terminaalin katolle, kuinka paljon energiaa on mahdollista tuottaa ja minkälainen takaisinmaksuaika investoinnille on mahdollista saada.

Työn ulkopuolelle on rajattu rakennustekninen toteutus ja järjestelmän tekninen toteutus. Energiantuoton selvittämiseksi hyödynnetään Homer Pro -simulointiohjelmaa. (Homer Energy, 2021) Energiankulutuksen tietoina käytetään sähköyhtiöltä terminaalikohtaisesti saatavia tuntikohtaisia sähkönkulutustilastoja.

2 AURINKOENERGIA

Aurinko on noin 150 miljoonan kilometrin etäisyydellä maasta. Maapallo kiertää aurinkoa hieman elliptisellä radalla. Nykytietämyksen mukaan aurinko on kaasupallo, jonka ulkokuori muodostuu pääosin vedystä (75 %) ja heliumista (23 %). Jäljelle jäävät 2 prosenttia auringon kuoresta koostuu spektrianalyysin perusteella muun muassa kalsiumista, raudasta, natriumista, magnesiumista, nikkelistä, bariumista, kuparista, typestä ja hiilestä. Spektrianalyysin perusteella Auringossa on myös tuntemattomia kemiallisia yhdisteitä. (Tahkokorpi, 2016, 11.)

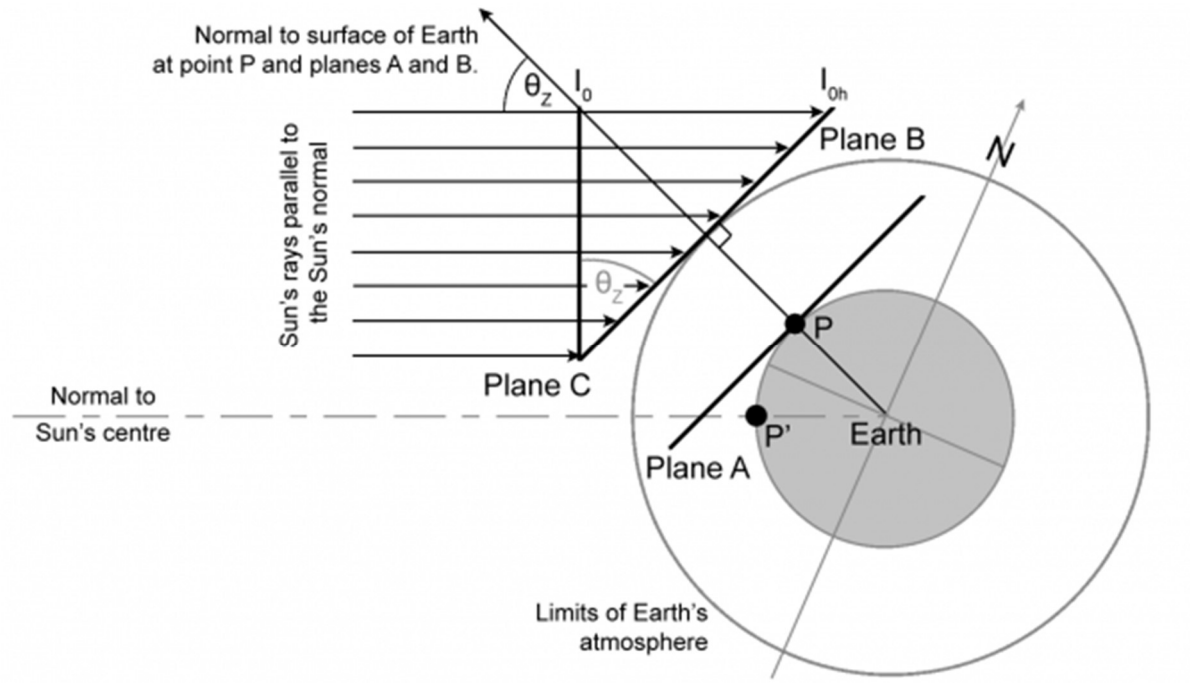
Aurinko tuottaa energiaa fuusion avulla, käyttäen polttoaineena vetyä tuottamaan heliumia. Fuusiossa suuri määrä energiaa syntyy, kun kaksi vetyatomin ydintä, kaksi protonia ja kaksi neutronia yhtyy heliumatomin ytimeksi. Kun vedystä muodostetaan yksi heliumkilo, vapautuu tästä prosessista noin 180 miljoonan kWh:n edestä energiaa. Auringon fuusion aiheuttaman massamuutoksen seurauksena vapautuva energia antaa auringolle 3,8 x 10^{23} kW:n kokonaistehon, josta maapallolle säteilee 1,7 x 10^{14} kW:n verran. (Erat et al. 2008, 13.)

Auringossa fuusioreaktio vaatii onnistuakseen vain noin 10 miljoonaan celsiusasteen lämpötilan, sillä aineen tiheys on siellä huomattavasti suurempi kuin Maapallon olosuhteissa. Maapallon olosuhteissa lämpötilaksi vaaditaan noin 100 – 150 miljoonan celsiusasteen lämpötila. Fuusioprosessi tapahtuu Auringon sisällä, missä vallitsee fuusiolle otollinen noin 10 miljoonan celsiusasteen lämpötila. Auringon pinnalla pintalämpötila on huomattavasti pienempi vain noin 5500 celsiusastetta. (Tahkokorpi, 2016, 11.)

Auringosta maahan säteilevä energia on vuositasolla noin kymmenentuhatta kertaa suurempi kuin maailman energiankulutus, ja aurinko tuottaa noin yhdeksänkymmenen minuutin aikana maailman vuosikulutusta vastaavan määrän energiaa maan pinnalle. (Goodall, 2016, 11.) Auringosta on mahdollista saada miljardeiksi vuosiksi puhdasta ja päästötöntä energiaa ihmiskunnan tarpeisiin.

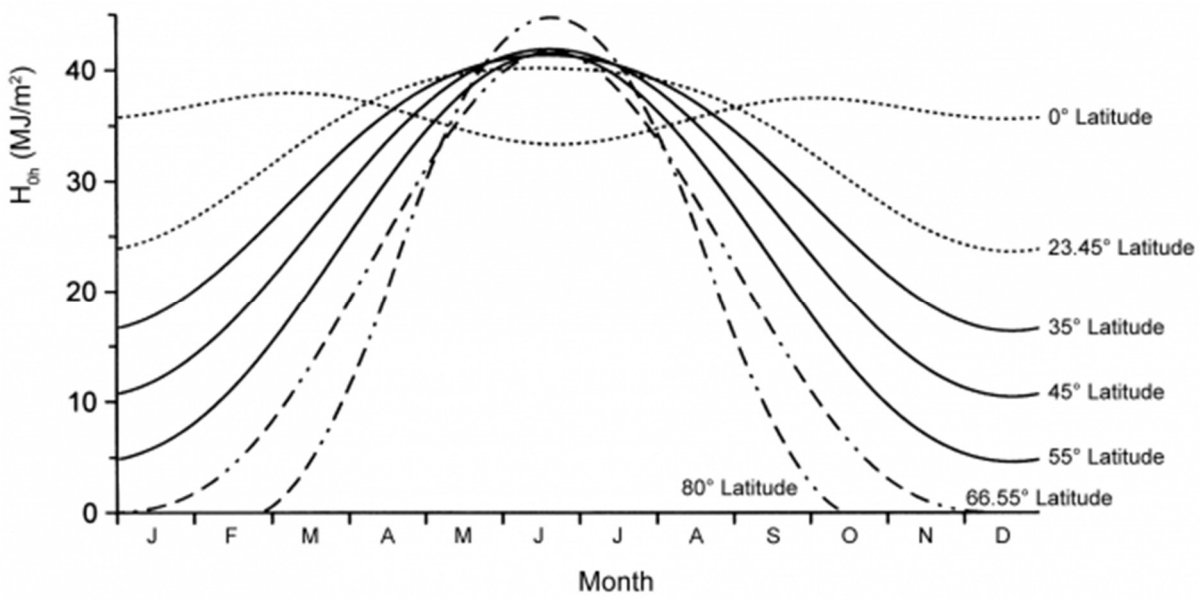
2.1 Auringon säteily

Maapallon ilmakehän ulkopuolella kohtisuorassa säteilyyn nähden olevaan neliömetrin kokoiselle alueelle auringosta lähtevän säteilyn teho on noin 1,35–1,39 kW, jonka perusteella saadaan niin kutsuttu aurinkovakio 1,368 kW. Aurinkovakion arvo vaihtelee Maapallon ja Auringon välisen etäisyyden vaihtelun johdosta ± 3,5 prosenttia. (Tahkokorpi, 2016, 13.) Maapallon muodosta johtuen kaikki maapallon pinnat eivät ole kohtisuorassa auringonsäteisiin nähden ja tästä johtuen auringosta saatavan energian määrä vaihtelee sijainnin mukaan. (ITACA, 2021b) Kuvassa 1 on kuvattuna sijainnin vaikutusta auringonsäteilyyn maan pinnalle eli niin kutsuttua kosiniefektiä.



Kuva 1. Kosiniefekti (ITACA, 2021)

Maapallon ilmakehä suodattaa osan auringonsäteilystä ennen kuin se saavuttaa maan pinnan ja maan pinnalle saavuttuaan säteilyn teho on noin 1,00 kW/m^2 kirkkaissa olosuhteissa auringon ollessa lakipisteessä. Maapallon pyöreydestä johtuen, auringosta säteilevä energia on vuoden aikana keskimäärin vain noin neljännesosa siitä mitä aurinkovakio on, eli noin 0,342 kW / m^2. (Luque & Hegedus, 2011, 31) Kuvassa 1 on kuvattuna maapallon pinnalle tuleva auringon säteilyn määrä eri kuukausina ja eri leveysasteilla.



Kuva 2. Auringon säteilyn määrä kuukausitasolla eri leveysasteilla (ITACA, 2021)

Säteilyenergian määrä Etelä-Suomessa on vuositasolla noin 1 100 kW / m^2 ja Keski-Suomessa noin 1000 kW / m^2 silloin kuin keräinneliömetri on optimiasennossa aurinkoon nähden. Sääolosuhteet vaikuttavat huomattavasti säteilyn hetkelliseen määrään. Keskimääräisten säätietojen pohjalta voidaan arvioida suhteellisen luotettavasti säteilyn määrä eri olosuhteissa. Näitä tietoja voidaan hyödyntää erilaisissa simulointiohjelmissa tuottoa simuloitaessa, joskin paikallinen mikroilmasto voi kuitenkin vaikuttaa tuloksen tarkkuuteen. (Tahkokorpi, 2016, 17.)

Energiatuottoon vaikuttaa sijainnin lisäksi, myös aurinkoenergiapaneeleiden kallistuskulma ja suuntaus. Kiinteästi asennettuna paneeli suunnataan yleensä etelää eli päiväntasaajaa kohti. Suuntaukseen kuitenkin vaikuttaa merkittävästi ympäristön olosuhteet, mikäli etelään suunnattaessa edessä on esimerkiksi rakennus tai puu, joka luo varjostusta paneelille, kannattaa paneeli tällaisessa tapauksessa suunnata lännen ja idän väliselle alueelle. Tämä kuitenkin

vaikuttaa energian tuottoon ja näin ollen siinä ei päästä optimaaliselle tasolle. Vuosituotto ei vähene merkittävästi kaakon ja lounaan välillä, mutta suuntaus vaikuttaa siihen mihin aikaan vuorokaudesta tuottoa tulee. Itään suunnattaessa suurin tuotto saadaan aamulla, kun taas länteen suunnattuna suurin tuotto tulee illalla. (Tahkokorpi, 2016, 17.)

Suuntauksen lisäksi myös kallistuskulma vaikuttaa aurinkosähköjärjestelmän energian tuottoon. Paras teho saadaan silloin kun auringonsäteily tulee paneeliin kohtisuorasti tulokulman ollessa 0 astetta. Leveysaste vaikuttaa auringon keskimääräiseen korkeuteen. Karkeassa laskennassa vakioarvoina optimaaliselle kallistuskulmalle voidaan käyttää leveysastetta -20 asteella vähennettynä. Suomessa optimikallistusaste millä järjestelmä antaa parhaan mahdollisen tehon on noin 45 astetta. Suomessa auringon sijainti korkeushorisontissa vaihtelee varsin voimakkaasti vuoden ajasta riippuen ja kallistuskulmaa säätämällä on mahdollista optimoida järjestelmän tuotto eri vuoden aikoina. (Tahkokorpi, 2016, 18.)

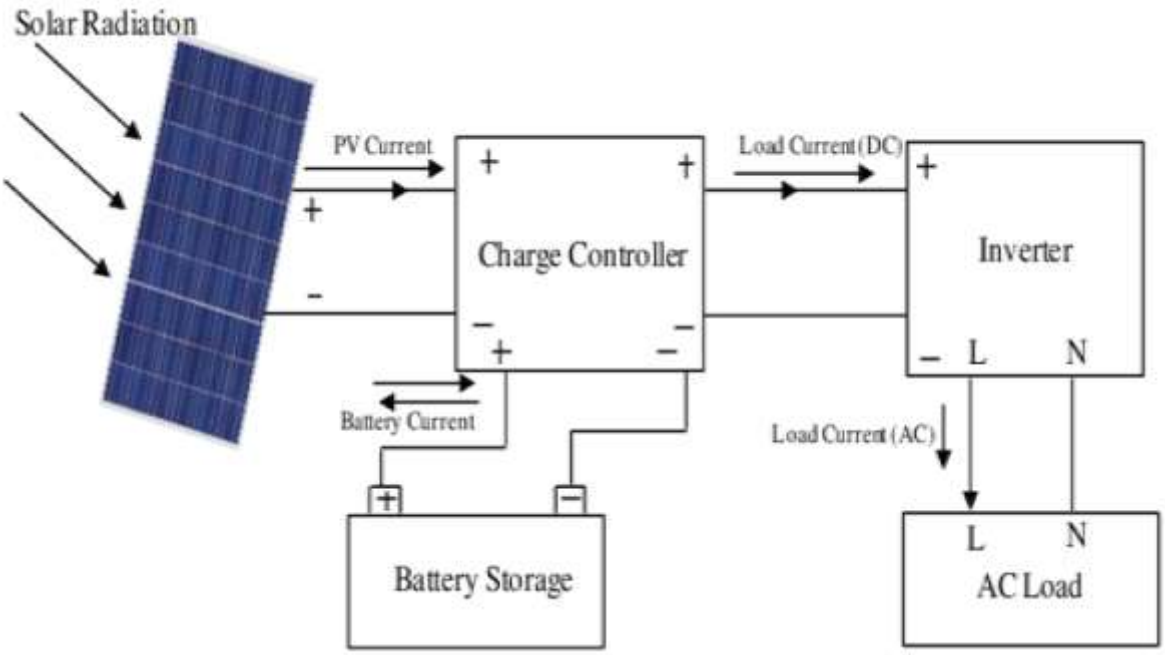
2.2 Aurinkosähköjärjestelmä

Aurinkosähköjärjestelmä rakentuu tyypillisesti aurinkopaneeleista, tasasähkö- (DC) ja vaihtosähkökaapeloinneista (AC), erotuskytkimistä ja sähkökytkimestä, mihin järjestelmä liitetään. Aurinkopaneelit on mahdollista asentaa maahan asennettaville telineille, rakennuksen seinälle tai katolle. (Tukes, 2021)

Aurinkosähköjärjestelmät voidaan jakaa kahteen eri ryhmään verkkoon kytkettäviin (ns. On-grid -järjestelmä) ja verkkoon kytkemättömiin (ns. Off-grid järjestelmä) järjestelmiin. Verkkoon kytkettävät järjestelmät toimivat sähkönjakeluverkkoon liitettyinä sähköverkon kanssa rinnan. Verkkoon kytkemättömät aurinkosähköjärjestelmät toimivat itsenäisesti ja usein ainoana energianlähteenä. (Tukes, 2021)

2.2.1 Verkkoon kytkemätön järjestelmä (Off-grid)

Itsenäisiä aurinkosähköjärjestelmiä voidaan käyttää esimerkiksi kulkuneuvoissa ja kesämökeillä. Itsenäisesti toteutetun aurinkosähköjärjestelmän jännite on tyypillisesti 12–24 V ja niihin liittyy usein akku tai akusto, jota järjestelmällä ladataan. Vaihtosuuntaajaan eli invertterin avulla jännitettä voidaan nostaa 230 volttiin, jos halutaan käyttää normaaleja pistorasiaan liitettäviä sähkölaitteita. (Tukes, 2021) Kuvassa 3 kuvattuna verkkoon kytkemättömän aurinkosähköjärjestelmän rakenne.

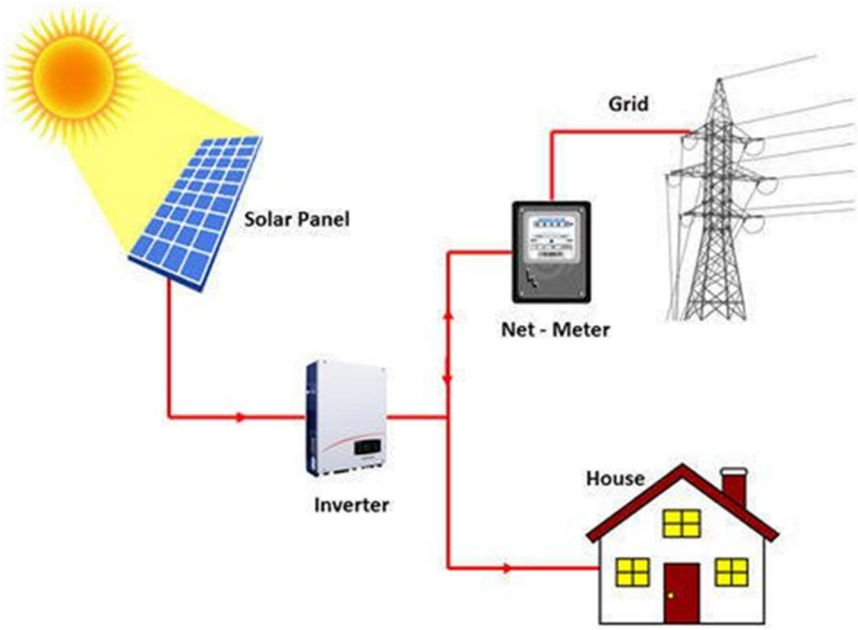


Kuva 3. Verkkoon kytkemätön aurinkosähköjärjestelmä

2.2.2 Verkkoon kytketty järjestelmä (On-grid)

Verkkoon kytketyt järjestelmät liitetään kiinteistön 230/400 voltin sähköverkkoon. Paneelien tuottama tasavirta muutetaan vaihtosuuntaajaan avulla vaihtovirraksi. Aurinkosähköjärjestelmä liitetään vaihtosuuntaajan kautta kiinteistön sähköverkkoon ja siitä edelleen jakeluverkkoon. Vaihtosuuntaajalta tuleva kaapeli kytketään kiinteistön sähköverkkoon sulakkeiden kautta mittaus- tai ryhmäkeskuksessa. (Tukes, 2021)

Turvallisuussyistä vaihtosuuntaajassa on oltava automatiikkaa, joka estää sähkökatkon aikana aurinkosähköjärjestelmää syöttämästä verkkoon jännitettä. Kun aurinkosähköjärjestelmä halutaan liittää sähköverkkoon, tulee siihen hakea lupa paikalliselta sähköverkkoyhtiöltä. Verkkoyhtiölle tulee myös järjestää pääsy aurinkosähköjärjestelmän erotuskohtaan esimerkiksi pää- tai turvakytkimelle ja pelastus- sekä huoltohenkilöstöä varten on kiinnitettävä varoitusmerkki, joka ilmoittaa kiinteistöstä olevasta aurinkosähköjärjestelmästä. (Tukes, 2021) Kuvassa 4 on kuvattuna verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän rakenne.



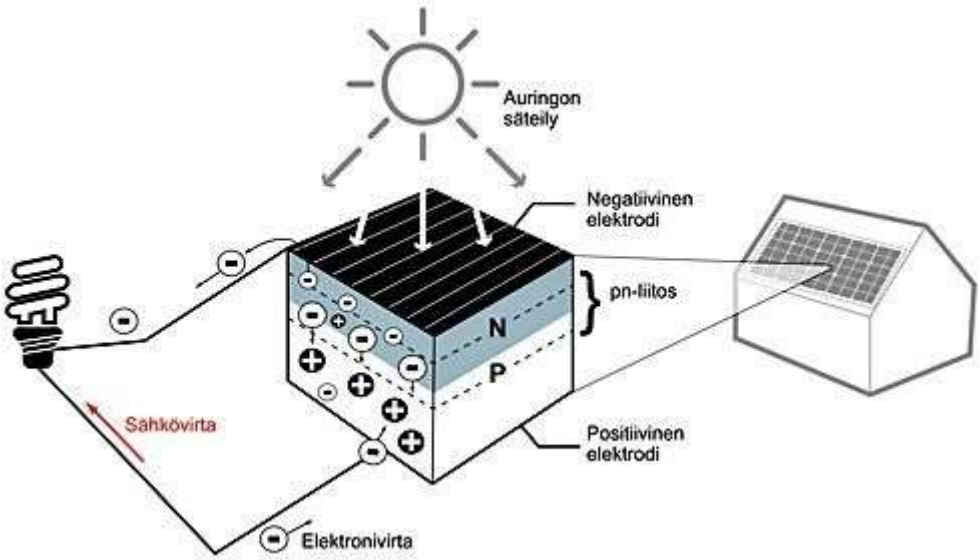
Kuva 4. Verkkoon kytketty aurinkosähköjärjestelmä

2.2.3 Aurinkopaneelin toimintaperiaate

Aurinkopaneelin toiminta perustuu valosähköilmiöön, jonka avulla auringosta tuleva valosäteily muutetaan energiaksi. Valosähköilmiössä fotoni absorboituu atomin kanssa, jolloin atomista irtoaa elektroni, ja tämän seurauksena fotoni katoaa ja sen energia siirtyy elektronille. Irronneesta elektronista käytetään nimitystä fotoelektroni. Aurinkokennossa yhdistyy kaksi erityyppistä puolijohdemateriaalia (p-tyyppi ja n-tyyppi), joiden rajakerroksessa vaikuttaa potentiaaliero. (Roberts & Guariento, 2009, 15.)

Aurinkokennoissa käytetään puolijohdemateriaalina saostettuja puolijohteita. N-tyypin puolijohteiden saostuksessa käytetään alkuaineita, joilla on enemmän elektroneja kuin muilla puolijohteen atomeista. Tällainen materiaali on esimerkiksi arseeni. P-tyypin puolijohteiden saostuksessa käytetään materiaaleja, joilla on vähemmän elektroneja kuin muilla puolijohteen atomeista. Tällainen materiaali on esimerkiksi boori. Puolijohteiden ollessa vierekkäin N-tyypin puolijohteen puolelta elektronit kulkeutuvat P-puolen aukkoihin, jonka seurauksena N-tyypin puolijohteeseen muodostuu positiivinen varaus ja P-puolen puolijohteeseen muodostuu negatiivinen varaus. (Motiva, 2021)

Sähkönjohtavuus puolijohteissa perustuu vapaiden elektronien ja aukkojen liikkeeseen. Siinä elektronit ovat negatiivisen varauksen kuljettajia ja niiden jälkeen jää aukko, joka toimii positiivisen varauksen kuljettajana. (Motiva, 2021) Kuvassa 5 on kuvattuna PN-liitoksen toimintaperiaatetta aurinkokennossa.



Kuva 5. PN-liitoksen toimintaperiaate aurinkokennossa (Motiva, 2021b)

Sähkökentässä, joka muodostuu aurinkokennon sisällä varaus voi kulkea vain P-puolelta N-puolelle, josta ne voidaan johdattaa ulkoisen virtapiirin kautta takaisin P-puolelle. Aurinkosähkön elektroniikan avulla ulkoisessa virtapiirissä kulkeva sähkövirta muutetaan sellaiseen muotoon, jossa sitä voidaan hyödyntää sähkölaitteissa. Invertterin avulla aurinkopaneelien virta säädetään siten, että paneeleilta saadaan maksimiteho, joka muunnetaan DC-jännitteestä sähkölaitteille sopivaksi AC-jännitteeksi. (Motiva, 2021)

Aurinkokenno on käytännössä puolijohdetyyppinen p-n-diodi, jonka virtatiheys ilman valaistusta noudattaa perinteistä p-n-diodiyhtälöä, joka voidaan määritellä kaavalla 1 (Blazev, 2013, 37.)

$$J(\mathrm{V}) = J_0\left(\exp\left(\frac{1}{n_{\mathrm{id}}}\frac{q}{\mathrm{k_B}T}V\right) - 1\right), \tag{2.1}$$

jossa:

V	on käytetty jännite
J_0	on kyllästysvirran tiheys
q	on perusvaraus
$\mathrm{k_B}$	on Boltzmann-vakio
T	on lämpötila
$\mathrm{n_{id}}$	on diodin ideaalikerroin

2.2.4 Aurinkopaneelin rakenne ja ominaisuudet

Yleisin aurinkokennoissa käytetty materiaali on pii (Si), jota voidaan käyttää yksi- ja monikiteisessä muodossa, sekä myös amorfisessa muodossa. Teoreettinen hyötysuhde yksikerroksisella piikidekennolla on 31 %, mutta hyötysuhdetta huonotavat metallijohteiden liitokset paneelin pinnalla, heijastukset paneelin päällä ja resistanssi. Piistä valmistettujen aurinkokennojen hyötysuhde on parhaimmillaan noin 27 %. (NREL, 2021)

Aurinkokenno tuottaa yksinään suhteellisen pienen jännitteen, jonka takia aurinkokennot kytketään sarjaan ja asennetaan kehikkoon, jolloin niistä muodostuu aurinkopaneeli. Aurinkopaneelien nimellisteho määritellään laboratoriossa standardiolosuhteissa (Standard Test Condition, STC), jossa aurinkokennon lämpötila on 25°C ja paneelille tuleva säteilymäärä on 1000W/m^2. Nimellisteho aurinkopaneeleissa ilmoitetaan piikkiwatteina (W_p)
Hyötysuhde aurinkopaneelille voidaan määrittää jakamalla nimellisteho paneelin pinta-alalla ja standardiolosuhteiden säteilymäärällä. (Motiva, 2021c)

Aurinkopaneelin hyötysuhde voidaan määritellä kaavalla 2 (Blazev, 2013, 38.)

$$\mathrm{n} = \frac{P}{E * A}, \tag{2.2}$$

jossa:

n	on hyötysuhde
P	on paneelin nimellisteho [W]
E	on auringon säteilyteho [W/m^2]
A	paneelin pinta-ala [m^2]

2.2.5 Tehoon vaikuttavat tekijät

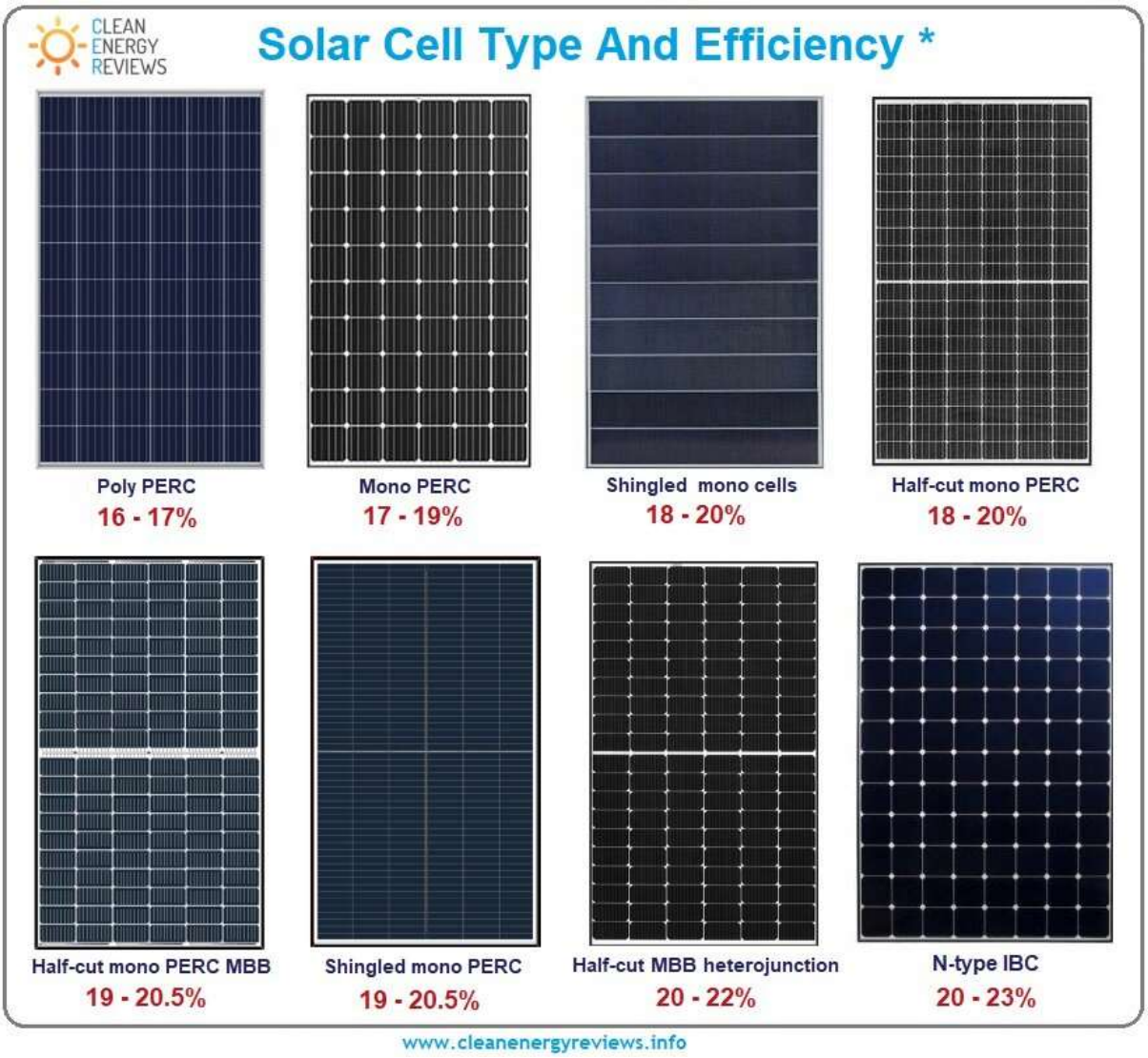
Aurinkopaneelien tehoon voivat vaikuttaa monet eri tekijät, kuten säteilytaso, lämpötila, kennotyyppi ja miten kennot on liitetty yhteen. Jopa paneelin taustalevy voi vaikuttaa tehokkuuteen, sillä esimerkiksi musta taustalevy saattaa kerätä enemmän lämpöä, joka nostaa kennon lämpötilaa ja lisää vastusta, jonka seurauksena kennon muuntotehokkuus heikkenee. (Svarc, 2021)

Aurinkopaneelin asennusta suunniteltaessa on osattava huomioida ympäristön olosuhteet, sillä näillä voi olla heikentävä vaikutus aurinkopaneelin energian tuottoon. Aurinkopaneelin tuottoon eniten vaikuttavia tekijöitä ovat: säteilymäärä, varjostus, paneelin suunta, lämpötila, sijainti (leveysaste) vuodenaika ja pöly sekä lika paneelin pinnalla. (Svarc, 2021)

Myös aurinkopaneelin rakenne vaikuttaa merkittävästi tehokkuuteen, alla listattuna muutaman eri aurinkokennotyypin tehokkuus: (Svarc, 2021)

- Monikiteinen 15–18 %
- Yksikiteinen 16,5–19 %
- Monikiteinen PERC 17–19,5 %
- Yksikiteinen PERC 17–20 %
- Yksikiteinen N -tyyppi 19–20,5 %
- Yksikiteinen N -tyypin HJT 19–21,7 %
- Yksikiteinen N -tyypin IBC 19–21,7 %

Tällä hetkellä markkinoiden tehokkaimmat aurinkopaneelit käyttävät yleensä joko N-tyypin (IBC) monikiteisiä piikennoja tai muita erittäin tehokkaita N-tyyppisiä muunnelmia esimerkiksi HJT-kennoja. (Svarc, 2021) Kuvassa 6 on esitetty eri aurinkokennotyyppejä ja niiden hyötysuhteita.



Kuva 6. Aurinkokennotyypit ja niiden hyötysuhde (Clean Energy Reviews, 2021)

3 LAINSÄÄDÄNTÖ AURINKOENERGIAJÄRJESTELMILLE

Aurinkosähköjärjestelmää suunniteltaessa on huomioitava erilaiset säädökset ja standardit, jotka koskevat aurinkosähköjärjestelmän asentamista ja verkkoon kytkemistä. Asennuksessa tulee huomioida, että asennettuna järjestelmä on käytettävissä ja huollettavissa niin, että siitä ei aiheudu vaaraa ihmisille tai ympäristölle. Tässä kappaleessa käydään läpi erilaiset säädökset ja lait aurinkovoimalan asentamiseen, turvallisuuteen ja verkkoon kytkentään liittyen. Kappaleessa käsitellään myös mahdollista myönnettävää energiatukea aurinkosähköjärjestelmien asennusta varten.

Aurinkosähköjärjestelmää rakennettaessa on huomioitava, että rakentamista koskevaa ja ohjaavaa lainsäädäntöä löytyy useasta eri lähteestä kuten sähkömarkkinalaista ja valtioneuvoston asetuksesta sähkömarkkinoista, rakennusmääräyksistä, maankäyttö- ja rakennuslaista, sekä sähköturvallisuuslaista. (Motiva, 2021e)

3.1 Rakennuslupa

Lupakäytännöt aurinkopaneelien asennukseen voi vaihdella sen mukaan mihin tai minkälaiseen rakennukseen järjestelmä on tarkoitus asentaa. Maankäyttö- ja rakennuslain perusteella toimenpideluvan vaatisivat vain sellaiset asennukset, jotka vaikuttavat ympäristöön tai kaupunkikuvaan merkittävästi. Toimenpidelupaa voidaan tarvita, mikäli aiotaan asentaa poikkeuksellisen suuri järjestelmä tai kohteena on suojeltu rakennus. Suojelukohteiden osalta aurinkopaneelien asennuksesta tehdään päätökset käyttäen tapauskohtaista harkintaa.
Ennen järjestelmän asennusta tulee lupavaatimukset varmistaa kunnan rakennusvalvonnasta hyvissä ajoin ennen järjestelmän hankkimista, jonka lisäksi on hyvä varmistaa myös paikallinen käytäntö. (Motiva, 2021d)

3.2 Asennussäädökset

Verkkoon kytkemättömän (Off-grid) järjestelmän asennukseen ei ole rajoituksia silloin, kun jännitetasot jäävät tarpeeksi alhaiseksi, vaihtojännitteellä alle 50 voltin ja tasajännitteellä alle 120 voltin, jolloin sähköturvallisuuslaki ei rajoita asennusta vain sähkötöihin hyväksytyille henkilöille. Asennuksessa tulee kuitenkin olla huolellinen ja huomioida akkujärjestelmien suuret virrat ja niiden aiheuttama palovaara. (Tahkokorpi, 2016, 178.)

Verkkoon kytkettyjen (On-grid) järjestelmien paneelit kytketään tavallisesti sarjaan ketjuksi, jonka seurauksena tasajännitetasot nousevat satoihin voltteihin. Tästä johtuen niiden asennus on sallittua vain sähkötöihin hyväksytyille henkilöille. Verkkoon kytkentä vaatii aina luvan omaavan sähköalan ammattihenkilön tekemään kytkennän. (Tahkokorpi, 2016, 178.)

Verkkoon kytkettävien järjestelmien osalta on noudatettava seuraavia suomalaisia standardeja:

- SFS 6000:2012 Pienjännitesähköasennukset. Osa7-712: Erityistilojen ja -laitteistojen vaatimukset. Valosähköiset tehonsyöttöjärjestelmät
- SFS-EN 62446 Sähköverkkoon kytketyt valosähköiset järjestelmät. Minimivaatimukset järjestelmän dokumentaatiolle, käyttöönottotesteille ja tarkastuksille

Katolle asennettaessa tulee huomioida katon kantavuuden riittävyys.

3.3 Turvallisuussäädökset

Sähköturvallisuuslain yleisissä vaatimuksissa on määritelty, että sähkölaitteet ja – laitteistot eivät saa aiheuttaa vaaraa kenenkään hengelle, terveydelle tai omaisuudelle. Mikäli sähkölaite tai -laitteisto ei täytä tätä vaatimusta sitä ei saa ottaa käyttöön, luovuttaa toiselle tai tuoda markkinoille. (Finlex, 2016)

Turvallisuuden varmistamiseksi verkkoon kytketyille laitteistoille tulee tehdä käyttöönottotarkastus ennen käyttöönottoa. Tämän tarkastuksen suorittaa tavallisesti sähköurakoista vastannut sähköurakoitsija. Verkkoon kytkemättömille järjestelmille ei vaadita

käyttöönottotarkastusta, silloin kun vaihtojännite jää alle 50 volttiin ja tasajännite alle 120 volttiin.
Standardissa SFS-EN 50438 mikrotuotantostandardi on otettu kantaa pientuotantolaitteiden verkkoon liittämisestä ja vaadituista suojauksista. Standardissa otetaan kantaa vaatimuksiin jakeluverkon liitäntään käytetyn suojalaitteen yli- ja alijännitesuojauksesta. yli- ja alitaajuussuodatuksesta sekä verkkojännitteen katoamisuojauksesta. Mikrotuotantostandardin sallii suojauksien integroimisen aurinkoinvertteriin, jolloin kustannuksia on mahdollista saada pienemmäksi.

Standardi myös määrittää vaatimukset pienjänniteverkon suojauksen, verkkoon syötettävän sähkön laadulle ja generaattorista annetaville tiedoille. Näiden vaatimuksien avulla varmistetaan mikrogeneraattorien turvallinen toiminta. (Motiva, 2021f)

3.4 Sähkön myynti ja verotus

Enintään 100 kilovolttiampeerin tai 800 MWh/a sähköntuotantolaitoksella tapahtuvasta sähköntuotannosta ei tarvitse maksaa sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta annetun lain (1260/1996) 5 § 2 momentin 2 kohdan perusteella sähköveroa.

Kotitalouden myydessä ylituottamaa sähköä takaisin sähköyhtiölle, on sähkön myynnistä saatu tulo sähköntuotantokustannuksiin verrattuna sen verran pientä, että verotettavaa tuloa ei pääse syntymään. (Vero, 2020)

Kun aurinkosähköjärjestelmä on liitetty sähköverkkoon ja aurinkosähkön tuottaja on tehnyt sopimuksen sähkönmyyjän kanssa ylijäämäsähkön myymisestä takaisin verkkoon, voidaan ylituotettua sähköä myydä sähköyhtiölle. Mikäli sähkölle ei ole ostajaa, on sähkön syöttäminen verkkoon kiellettyä. Verkkoyhtiö mittaa verkkoon syötetyn sähkön tuntitasolla omilla mittareillaan. (Motiva, 2021f)

Ostosähkö hinnoitellaan markkinan hinnan perusteella sähkömyyjien toimesta. Yleisimmin hinnoittelussa käytetään Spot-hintaa, joka muuttuu sähköpörssissä tunnin välein. Tuotetusta sähköstä voidaan näin ollen saada lähes sama hinta mitä ostetusta sähköstä maksetaan.

Verkkoon myydystä sähkön myyntituloissa ei huomioida sähkönsiirron ja verojen osuutta, jotka muodostavat kaksi kolmasosaa kokonaishinnasta, silloin kun sähköä joudutaan ostamaan. Lisäksi pientuottajalta voidaan periä verkkopalvelumaksua verkkoon syötetystä energiasta jakeluverkkoyhtiön toimesta enintään 0,07 c / kWh. Myyntiin voi liittyä kuluja, kuten veroja tai sähkönmyyjän mahdollinen myyntimarginaali. Tästä johtuen aurinkosähköjärjestelmä kannattaa mitoittaa niin, että sen tuotannolla voidaan korvata mahdollisimman paljon ostosähköä ja tuottaa mahdollisimman vähän verkkoon myytävää sähköä. Kuvassa 7 on kuvattuna hyöty, kun vältellään sähkön ostamista verkosta, ja hyötyä kun myydään sähköä takaisin verkkoon. (Motiva, 2021f)

Kuva 7. Sähkön osto- ja myyntihinnan rakenne ja mittakaava (Motiva, 2021h)

Korkeimman hallinto-oikeuden päätöksessä KHO: 2021:20 on otettu kantaan taloyhtiön verovelvollisuudesta silloin, kun sähköä myydään takaisin verkkoon. Kun aurinkosähköstä käytetään itse valtaosta, ja myynti verkkoon on satunnaista ja vähäistä, ei taloyhtiölle synny arvolisäverovelvollisuutta. Mikäli myyntiä on reilusti ja se on kohdistettu esimerkiksi naapuritaloyhtiölle, voidaan toiminta katsoa liiketoiminnaksi, jolloin toiminnasta tulee arvolisäveron alaista. (Korkein hallinto-oikeus, 2021)

3.5 Verkkoon kytkeminen lupa ja säädökset

Ennen kuin aurinkovoimalan voi kytkeä jakeluverkkoon, tulee verkkoon kytkentään hakea lupa alueen sähköverkkoyhtiöltä. (Tukes, 2021) Luvan hakeminen ennen kytkemistä on tärkeää, koska silloin verkkoyhtiö on tietoinen mahdollisesta takaisinsyöttöriskistä ja yhtiöllä on mahdollista varmistaa järjestelmän sopivuus sähköverkkoon ennen kytkemistä. Lupa haetaan tekemällä jakeluverkon haltijalle ilmoitus, jonka liitteenä on aurinkosähköjärjestelmän perustietolomake ja käyttöönoton testauspöytäkirja tai vaihtoehtoisesti todistus tyyppitestatusta laitteesta. Järjestelmän sopivuus verkkoon onkin hyvä varmistaa verkkoyhtiöltä jo ennen järjestelmän hankkimista. Järjestelmän kytkeminen verkkoon on sallittua vain sähkötöihin hyväksytyille henkilöille. (Tampere, 2013, 9)

Aurinkovoimalan ja sähköverkon välissä tulee olla Suomen sähköverkkomääräyksen vaatimana turvakytkin, johon sähköverkonhaltijalla on vapaa pääsy. Huoltotöiden ajaksi kytkin pitää pystyä lukitsemaan auki-asentoon. (Tahkokorpi, 2016, 162.)

Verkkoon kytkettynä järjestelmä ei saa aiheuttaa häiriötä sähköverkkoon tai muihin sähköasennuksiin. Standardissa SFS-EN 50160 on määritelty jännitteen laatu, joka tulee säilyä liittämiskohdassa yleisen jakelujännitteen ominaisuuden mukaisena. Mikäli verkon taajuus tai jännite ei pysy annetuissa rajoissa tai verkkosyöttö katkeaa, tulee aurinkosähköjärjestelmän suojauslaitteen irrottaa järjestelmä verkosta automaattisesti. Takaisin verkkoon kytkeytyminen saa tapahtua ainoastaan silloin, kun verkon jännite ja taajuus on annetuissa rajoissa. Minimivaatimus aurinkovoimalan suojaukselle on yli- ja alijännitesuojaus, yli- ja alitaajuussuojaus, ylivirtasuojaus, maasulkusuojaus ja yksin syötön estävä suojaus. (Tampere, 2013, 9)

3.6 Energiatukisäädökset

Uusiutuvan energian tuotantoa tai käyttöä varten yritykseen tai yhteisöön tehtävään investointiin on mahdollista hakea tukea Business Finlandin kautta. Tukea on mahdollista saada kaiken kokoisille yrityksille ja yhteisöille aina toiminimestä liikkeenharjoittajaan asti. Tukea ei ole mahdollista saada, mikäli hanke on käynnistetty ennen tuen hakemista. Energiatukea voidaan myöntää enintään 20 % hankkeen verottomista kustannuksista. Tuki koskee koko aurinkosähköinvestointia ja siihen voidaan lukea mukaan laitteiden lisäksi tehdyt työtunnit sivukuluineen ja hankkeeseen kohdistuvat rahapalkat. (Huumo & Väre, 2021)

Hakeminen tapahtuu Business Finlandin verkkosivujen kautta täyttämällä investointihankkeen hakemuslomake. Lomakkeen liitteeksi tarvitaan energiatuen arviointilomake, projektisuunnitelma ja hankkeen kannattavuuslaskelma. (Huumo & Väre, 2021)

Tuen myöntämisen ehdoksi on asetettu vaatimuksia, joiden tulee täyttyä: Investoinnin on ylitettävä 10 000€ (alv. 0 %) raja, takaisinmaksuajan tulee olla nykyisellä sähkönhinnalla alle 15 vuotta, kokonaisrahoitus tulee olla selvä ja yrityksen talouden on oltava kunnossa. Lisäksi hanketta ei saa olla aloitettu ennen tukipäätöksen saamista. (Huumo & Väre, 2021)

Energiatukea ei myönnetä Business Finlandin toimesta asunto-osakeyhtiöille, asuinkiinteistöille, maatiloille tai maatilan yhteydessä toteutettaville hankkeille, mikäli tuotanto käytetään maatilan tuotantotoimintaan, kalastus. ja vesiviljelyalan yrityksille, valtionosuutta saaville perustamishankkeille, organisaatioille, joiden toiminta rahoitetaan valtion talousarviosta eikä laissa 423/1988 taloushallinto-organisaatioon kuuluville virastoille, laitoksille tai muille toimielimille. (Business Finland, 2021)

Taloyhtiöiden ja yksityishenkilöiden on mahdollista hakea tukea asuinrakennusten energiatehokkuutta parantaviin hankkeisiin Asumisen rahoitus- ja kehittämiskeskuksesta.
Tukea on mahdollista saada enintään 50 % hyväksytyistä energiatehokkuutta parantavista hankkeista. Avustus on enintään 6000 euroa asuntoa kohden. Avustuksen ehdoiksi on määritelty, että avustuksen hakija omistaa rakennuksen, rakennus on asuinkäytössä ympäri vuoden, asuinrakennuksen energiatehokkuus parantuu, toimenpiteet ovat tarkoituksenmukaisia

eikä niistä aiheudu vaaraa tai haittaa tai niihin ei saada muuta julkista tukea. Energiatehokkuuden tulee lisäksi parantua prosentuaalisesti omakoti-, pari ja ketjutaloissa 30 % parempaan tasoon ja asuinkerros- ja rivitaloissa 20 % parempaan tasoon kuin ympäristöministerin asetuksessa (4/13) 7 §:ssä säädetty vähimmäistaso on. (Asumisen rahoitus- ja kehittämiskeskus, 2021)

4 AURINKOENERGIAN HYÖDYNTÄMINEN LOGISTIIKKATERMINAALEISSA

Tässä työssä tutkitaan miten aurinkoenergiaa olisi mahdollista hyödyntää neljässä Kaukokiidon eri kokoisessa ja eri sijainneissa sijaitsevissa terminaaleissa. Työssä keskitytään tutkimaan minkä kokoinen aurinkovoimala olisi mahdollista rakentaa minkäkin terminaalin katolle, miten terminaalien sijainnit vaikuttavat sähköntuottoon ja minkälainen takaisinmaksuaika järjestelmälle olisi mahdollista saada.

Sähköntuotannon määrän laskemiseen hyödynnetään Homer Pro -simulointiohjelmaa. Energiankulutuksen tietoina käytetään sähköyhtiöltä terminaalikohtaisesti saatavia tuntikohtaisia sähkönkulutustilastoja.
Työ toteutetaan Kaukokiito Oy:lle ja tutkittaviksi terminaaleiksi ovat valikoituneet Kaukokiidon Vantaalla, Lahdessa, Turussa ja Tampereella sijaitsevat logistiikkaterminaalit.

4.1 Aurinkoenergian mallinnustyökalu Homer Pro

Homer Pro on energiajärjestelmien mallinnustyökalu, jonka avulla voidaan mallintaa ja analysoida erilaisia energiajärjestelmiä useista eri näkökulmista. Mallinnustyökalun on kehittänyt Yhdysvaltalainen National Renewable Energy Laboratory (NREL) ja ensimmäinen versio on julkaistu jo vuonna 2000. Simulointi Homer Pro -ohjelmalla perustuu aika-askel-perusteiseen simulaatioon. Ohjelman avulla on mahdollista simuloinnin ja analyysin lisäksi optimoida järjestelmää haluttujen kriteerien pohjalta. Mallinnustyökalua on mahdollista hyödyntää sekä verkon ulkopuolisten, että verkkoon kytkettyjen järjestelmien simuloinnissa. (NREL, 2011)

Mallinnustyökalun avulla on mahdollista simuloida erilaisten kokoonpanojen kustannuksia ja sähköntuottoa sekä vertailla eri järjestelmäkokonaisuuksien ominaisuuksia keskenään. Homer Pro tekee simuloinnin tuloksena energiataselaskelman vuoden jokaiselle tunnille. Ohjelman avulla on mahdollista vertailla jokaisen tunnin sähkön- ja lämmönkulutusta energiaan, jonka järjestelmän voi tuottaa kullakin hetkellä. Ohjelman avulla on myös mahdollista laskea energiavirrat jokaisen järjestelmän komponentin osalta. (NREL, 2011)

Mallinnustyökalun avulla on mahdollista simuloida myös sellaisia järjestelmiä, joissa on mukana generaattoreita tai akkuja. Tällöin mallinnuksen avulla voidaan huomioida tuntikohtaisesti ne hetket, jolloin generaattoria kannattaa käyttää ja milloin akkua kannattaa purkaa ja milloin ladata. Simuloinnin lopputuloksena selviää, pystyykö määritetty järjestelmä vastaamaan ennalta määritettyyn sähkönkulutukseen vai ei, eli onko kokoonpanoa järkevä toteuttaa määritetyillä komponenteilla. Näiden lisäksi mallinnustyökalun avulla on mahdollista tehdä laskelma järjestelmän elinkaaren aikaisista asennus- ja käyttökustannuksista. Kustannuslaskelmissa otetaan huomioon pääomakustannus, komponenttien vaihdot, käyttö- ja ylläpitokulut, polttoaineet ja korot. Simuloinnin tuloksena tulee luettelo eri kokoonpanoista lajiteltuna elinkaarikustannuksien mukaan. (NREL, 2011)

Mallinnustyökalussa on mahdollista määrittää arvot myös herkkyysmuuttujille, esimerkiksi tuulen nopeudelle tai ympäristön lämpötilalle. Näiden avulla on mahdollista simuloinnissa ottaa huomioon jokainen eri herkkyysmuuttuja ja tehdä näiden pohjalta herkkyysanalyysi eri muuttujien osalta. Mallinnustyökalu käyttää auringon säteilymäärien arvioinnissa NASA:n tietokantaa. (NREL, 2011)

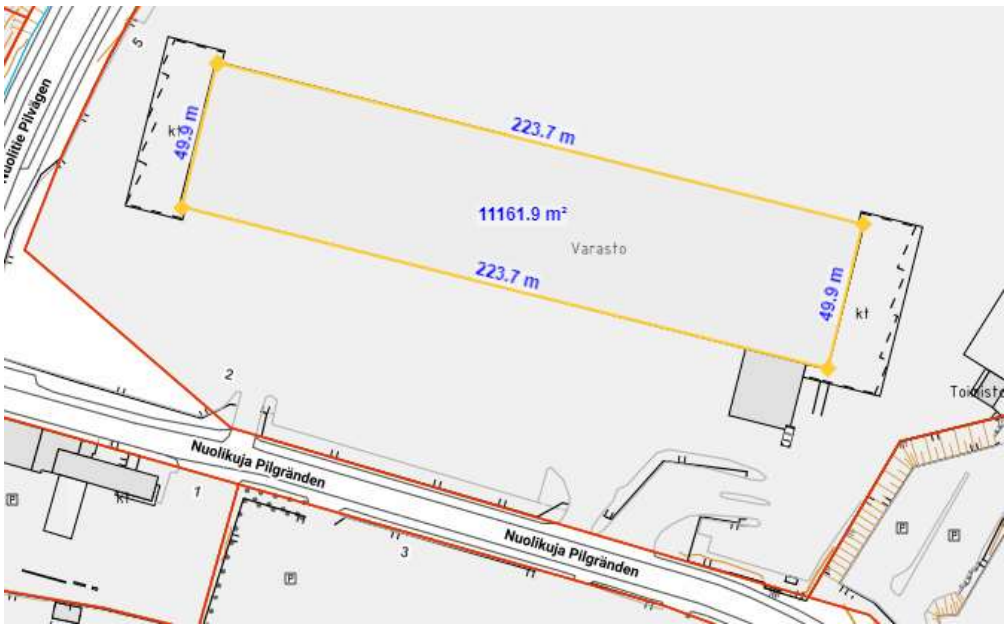
Tässä työssä Homer Pro -mallinnustyökalua hyödynnetään energian tuoton simuloimiseen logistiikkaterminaalien osalta. Simuloinnin tuloksena määritellään optimaalinen järjestelmän koko jokaiselle kiinteistölle. Tuloksien pohjalta toteutetaan erilliset laskelmat järjestelmien kannattavuuksista käyttäen hyödyksi aurinkosähköjärjestelmien keskimääräisiä avaimet käteen -asennushinnastoja.

4.2 Mallinnuksessa käytettävät lähtötiedot

4.2.1 Rakennusten tekniset tiedot ja ympäristö

Vantaa

Vantaan terminaalirakennus on valmistunut vuonna 2005. Terminaalin ja toimiston yhteenlaskettu pinta-ala on 14 520 m^2. Rakennus lämmitetään kaukolämmöllä. Terminaalissa on aurinkopaneelien asennukseen sopivaa kattopinta-alaa yhteensä 11 161,9 m^2. Kuvassa 8 on kuvattuna Vantaan terminaalin katon leveys- ja pituustiedot, sekä katon aurinkopaneelin asennukseen soveltuva pinta-ala.



Kuva 8. Vantaan terminaalin kattopinta-ala (Vantaan kaupunki, 2021)

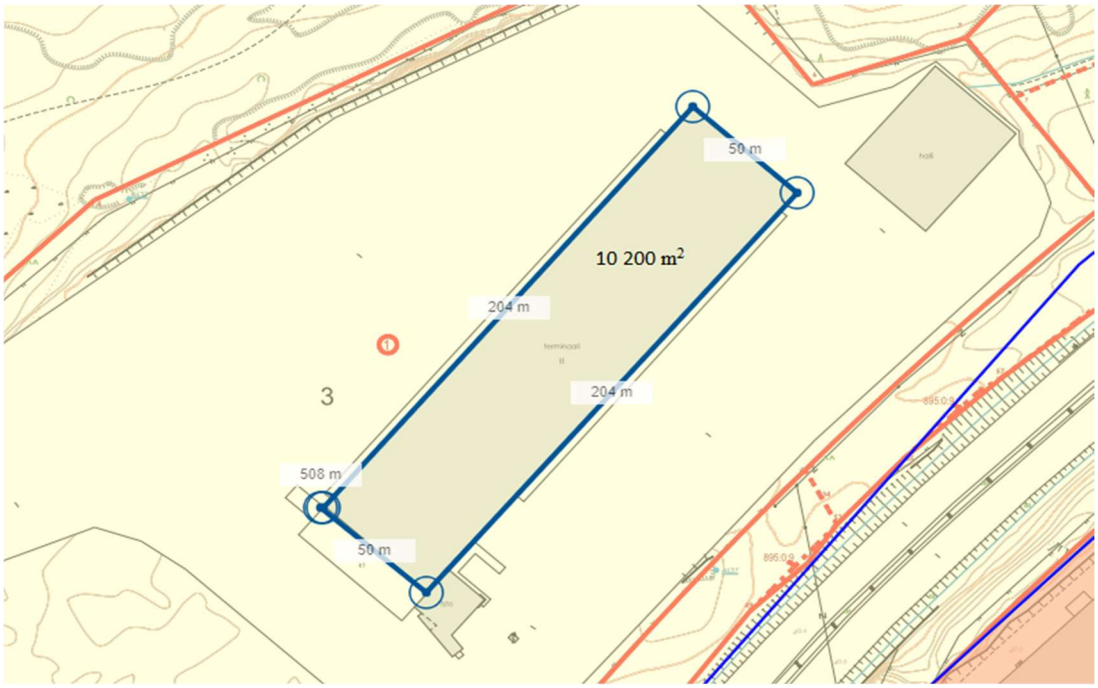
Terminaali sijaitsee Vantaalla Voutilassa. Taulukossa 1 on kuvattuna Vantaan terminaalin sijaintitiedot ja paneelien asennuskorkeus merenpinnasta. Ympäristön heijastuskerroin on vakioarvo.

Taulukko 1. Vantaan terminaalin sijaintiedot ja paneelien asennuskorkeus

Nimi	Symboli	Arvo
Leveyspiiri	ϕ	24,91 °
Pituuspiiri	L	60,30 °
Asennuskorkeus merenpinnasta	h	44 m
Ympäristön heijastuskerroin	ρ_g	0,20

Turku

Turun terminaalirakennus on valmistunut vuonna 2010. Terminaalin ja toimiston yhteenlaskettu pinta-ala on 13 650 m^2. Rakennus lämmitetään kaukolämmöllä. Terminaalissa on aurinkopaneelien asennukseen sopivaa kattopinta-alaa yhteensä 10 200 m^2. Kuvassa 9 on kuvattuna Turun terminaalin katon leveys- ja pituustiedot, sekä katon aurinkopaneelin asennukseen soveltuva pinta-ala.



Kuva 9. Turun terminaalin kattopinta-ala (Turun karttapalvelu, 2021)

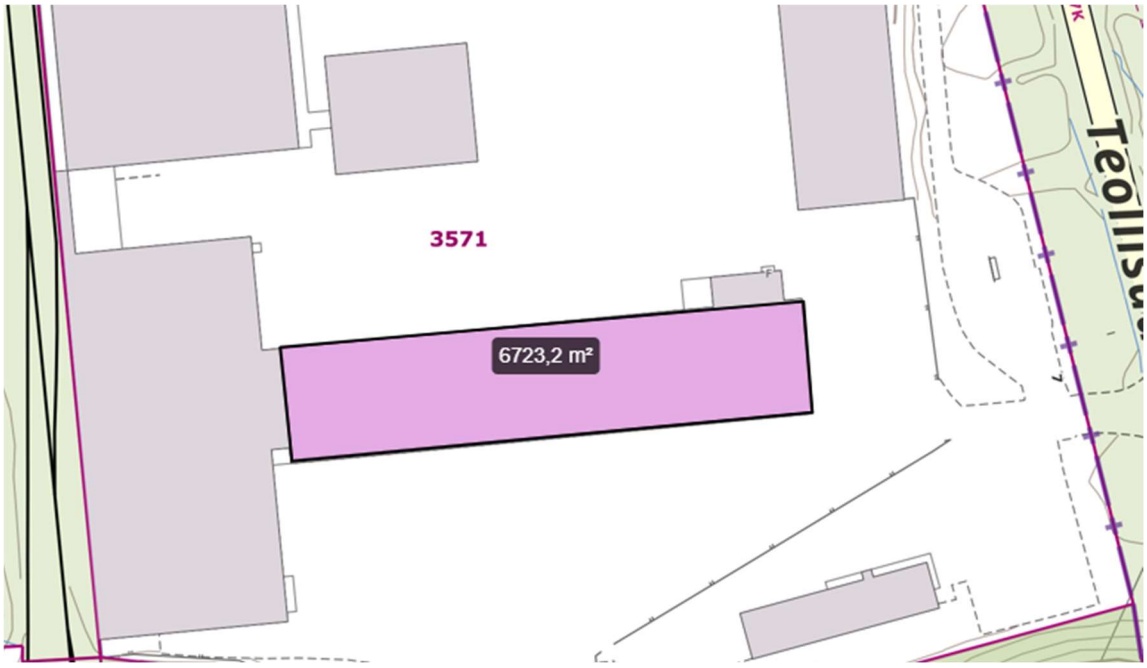
Terminaali sijaitsee Turussa Logicityn alueella. Taulukossa 2 on kuvattuna Turun terminaalin sijaintitiedot ja paneelien asennuskorkeus merenpinnasta. Ympäristön heijastuskerroin on vakioarvo.

Taulukko 2. Turun terminaalin sijaintiedot ja paneelien asennuskorkeus

Nimi	Symboli	Arvo
Leveyspiiri	ϕ	22,29 °
Pituuspiiri	L	60,50 °
Asennuskorkeus merenpinnasta	h	49 m
Ympäristön heijastuskerroin	ρ_g	0,20

Tampere

Tampereen terminaalirakennus on valmistunut vuonna 1991. Vuonna 2019 terminaalia laajennettiin 2 500 m^2 lisäosalla. Terminaalin ja toimiston yhteenlaskettu pinta-ala on 7150 m^2. Rakennus lämmitetään kaukolämmöllä. Terminaalissa on aurinkopaneelien asennukseen sopivaa kattopinta-alaa yhteensä 6723,2 m^2. Kuvassa 10 on kuvattuna Tampereen terminaalin katon leveys- ja pituustiedot, sekä katon aurinkopaneelin asennukseen soveltuva pinta-ala.



Kuva 10. Tampereen terminaalin kattopinta-ala (Tampereen karttapalvelu, 2021)

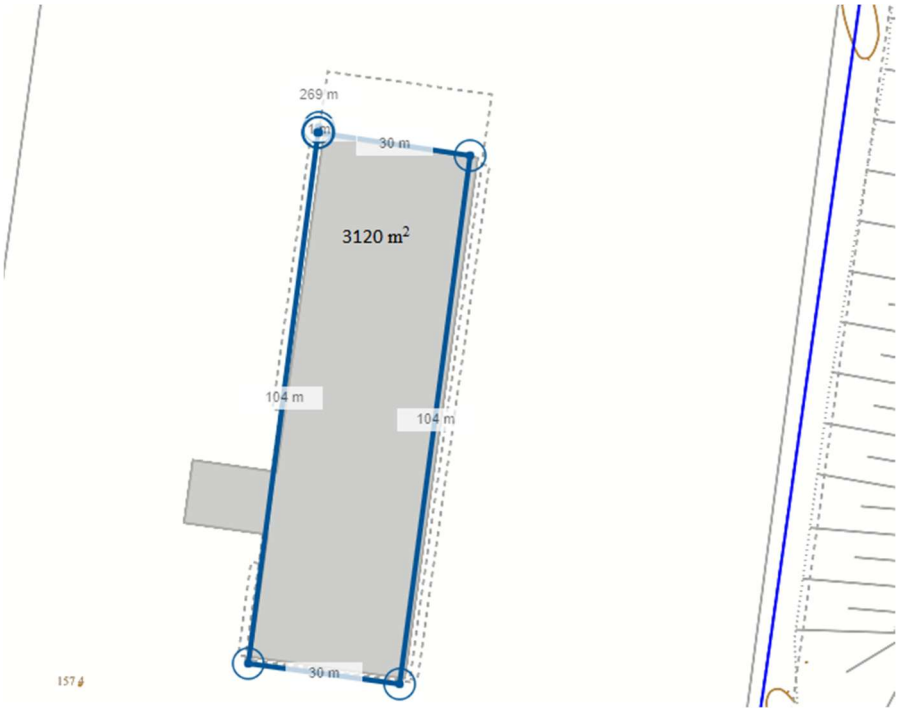
Terminaali sijaitsee Tampereella Myllypurossa. Taulukossa 3 on kuvattuna Tampereen terminaalin sijaintitiedot ja paneelien asennuskorkeus merenpinnasta. Ympäristön heijastuskerroin on vakioarvo.

Taulukko 3. Tampereen terminaalin sijaintiedot ja paneelien asennuskorkeus

Nimi	Symboli	Arvo
Leveyspiiri	ϕ	23,59 °
Pituuspiiri	L	61,51 °
Asennuskorkeus merenpinnasta	h	127 m
Ympäristön heijastuskerroin	ρ_g	0,20

Lahti

Lahden terminaalirakennus on valmistunut vuonna 2003. Terminaalin ja toimiston yhteenlaskettu pinta-ala on 3000 m^2. Rakennus lämmitetään kaukolämmöllä. Terminaalissa on aurinkopaneelien asennukseen sopivaa kattopinta-alaa yhteensä 3120 m^2. Kuvassa 11 on kuvattuna Lahden terminaalin katon leveys- ja pituustiedot, sekä katon aurinkopaneelin asennukseen soveltuva pinta-ala.



Kuva 11.Lahden terminaalin kattopinta-ala (Lahden karttapalvelu, 2021)

Terminaali sijaitsee Hollolan Kukonkoivussa. Taulukossa 4 on kuvattuna Lahden terminaalin sijaintitiedot ja paneelien asennuskorkeus merenpinnasta. Ympäristön heijastuskerroin on vakioarvo.

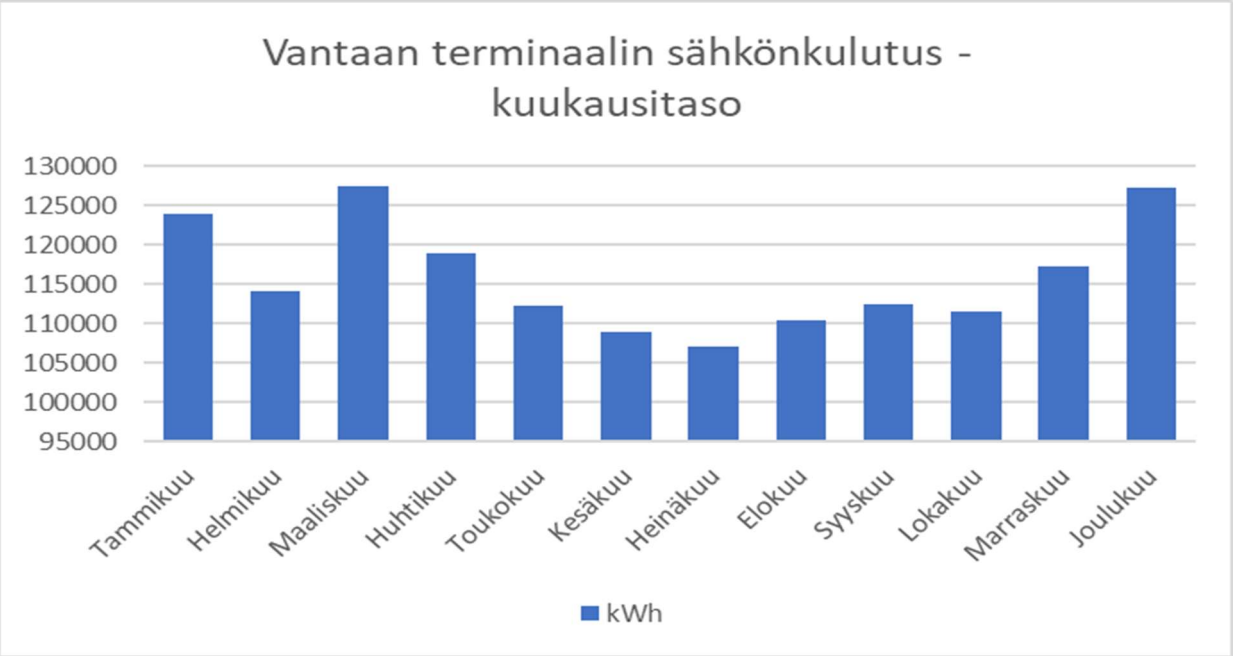
Taulukko 4. Lahden terminaalin sijaintiedot ja paneelien asennuskorkeus

Nimi	Symboli	Arvo
Leveyspiiri	ϕ	25,42 °
Pituuspiiri	L	60,99 °
Asennuskorkeus merenpinnasta	h	158 m
Ympäristön heijastuskerroin	ρ_g	0,20

4.2.2 Sähkönkulutustiedot

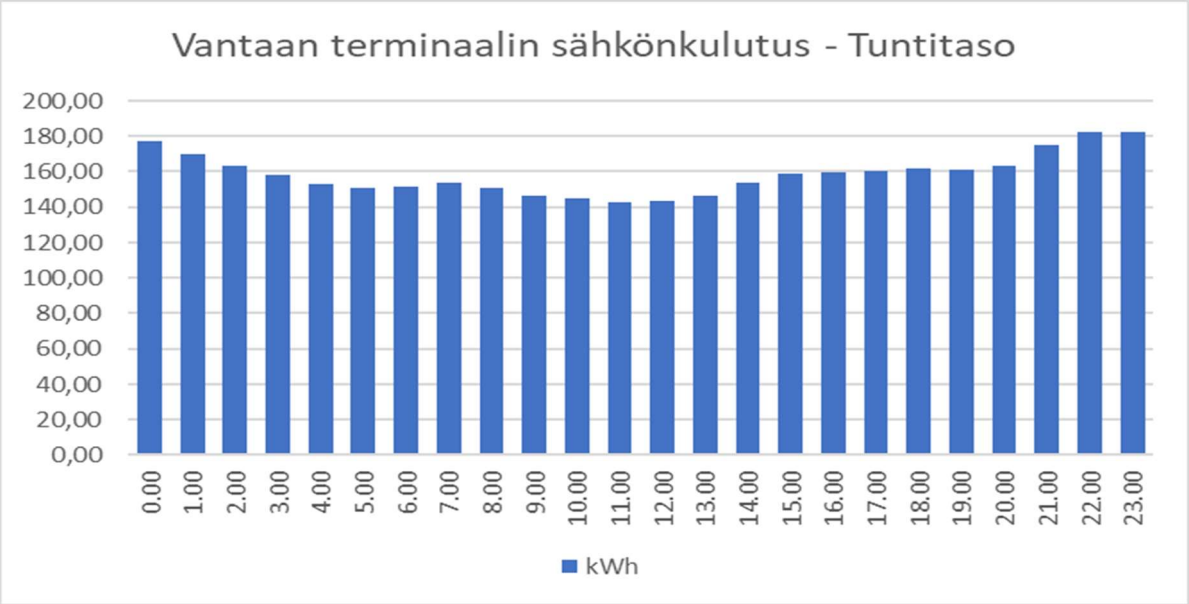
Vantaa

Vantaan terminaalin sähkönkulutus vuonna 2020 oli yhteensä 1 392 MWh. Sähkönkulutuksessa kuukausitasolla on huomattavia eroja eri kuukausin välillä. Sähköä kulutettiin sähköyhtiöltä saatavien tilastojen perusteella eniten maaliskuussa, jolloin yhden kuukauden huippukulutus oli 127 399 kWh. Vähiten sähköä kulutettiin heinäkuussa, jolloin kuukauden sähkönkulutus oli 107 125 kWh. Kuvassa 12 on kuvattuna Vantaan terminaalin sähkönkulutusprofiili kuukausitasolla.



Kuva 12. Vantaan terminaalin sähkönkulutusprofiili kuukausitasolla

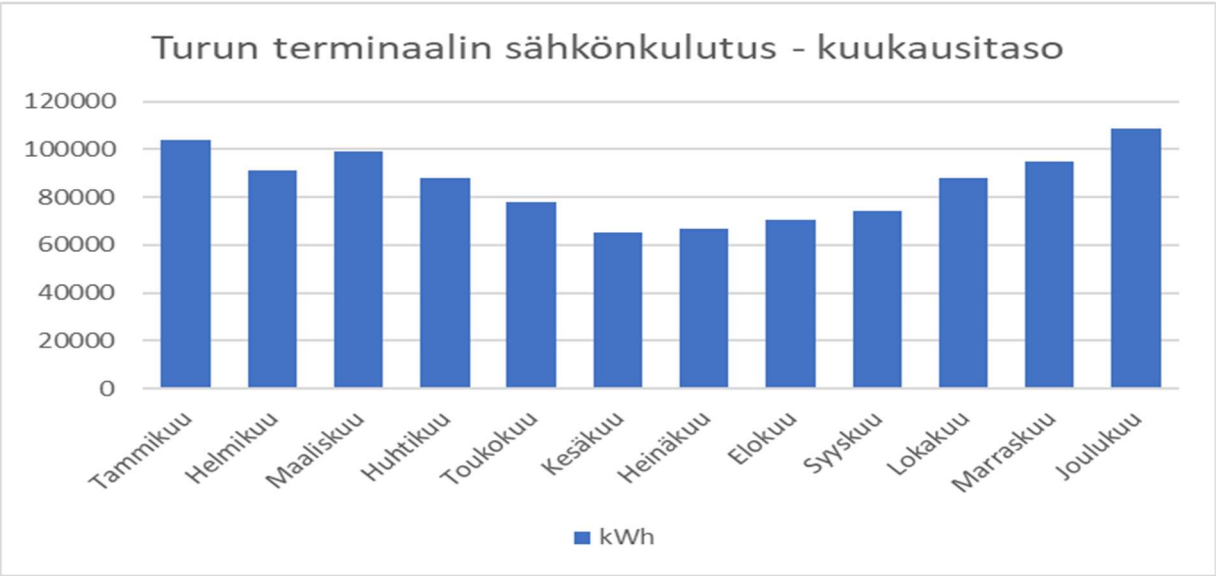
Tuntitasolla mitattuna Vantaan terminaalin keskimääräinen suurin sähkönkulutuksen ajanjakso ajoittui kello 23:00 – 00:00 väliselle tunnille, jolloin energiankulutus oli 182,63 kWh. Alhaisimmillaan terminaalin sähkönkulutus oli klo 11:00 – 12:00 välisenä ajanjaksona, jolloin sähkönkulutus oli 142,85 kWh. Tuntitason sähkönkulutusprofiili pysyi samankaltaisena vuodenajasta riippumatta. Kuvassa 13 on kuvattuna Vantaan terminaalin sähkönkulutusprofiili tuntitasolla.



Kuva 13. Vantaan terminaalin sähkönkulutusprofiili tuntitasolla

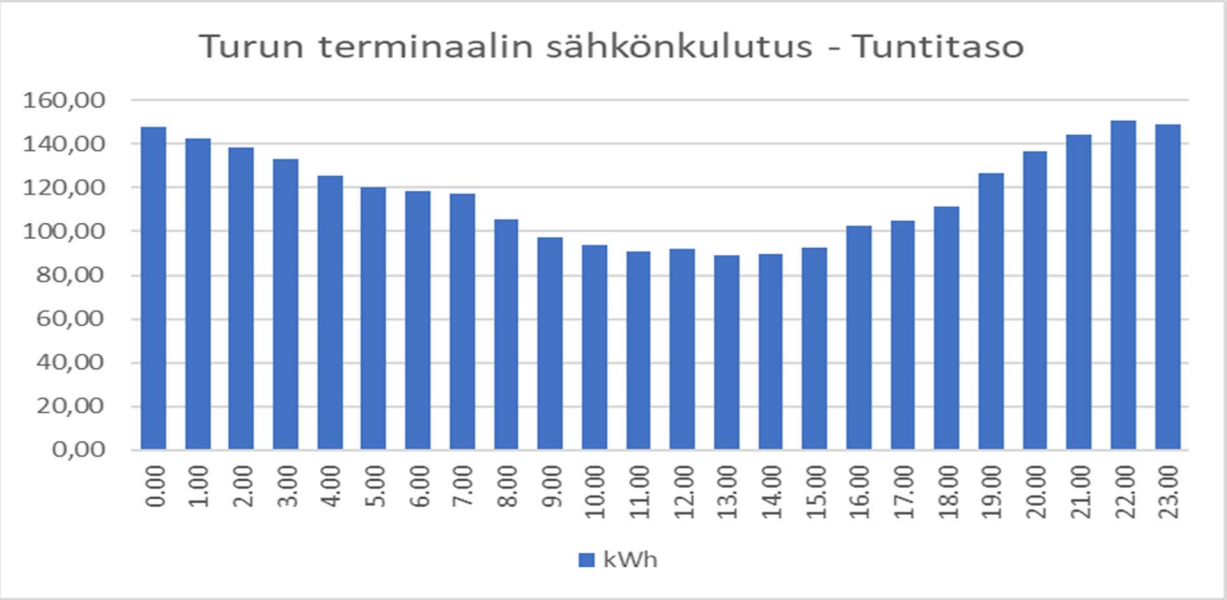
Turku

Turun terminaalin sähkönkulutus vuonna 2020 oli yhteensä 1030 MWh. Sähkönkulutuksessa kuukausitasolla on huomattavia eroja eri kuukausin välillä. Sähköä kulutettiin sähköyhtiöltä saatavien tilastojen perusteella eniten joulukuussa, jolloin yhden kuukauden huippukulutus oli 108 806 kWh. Vähiten sähköä kulutettiin kesäkuussa, jolloin kuukauden sähkönkulutus oli 65324 kWh. Kuvassa 14 on kuvattuna Turun terminaalin sähkönkulutusprofiili kuukausitasolla.



Kuva 14.Turun terminaalin sähkönkulutusprofiili kuukausitasolla

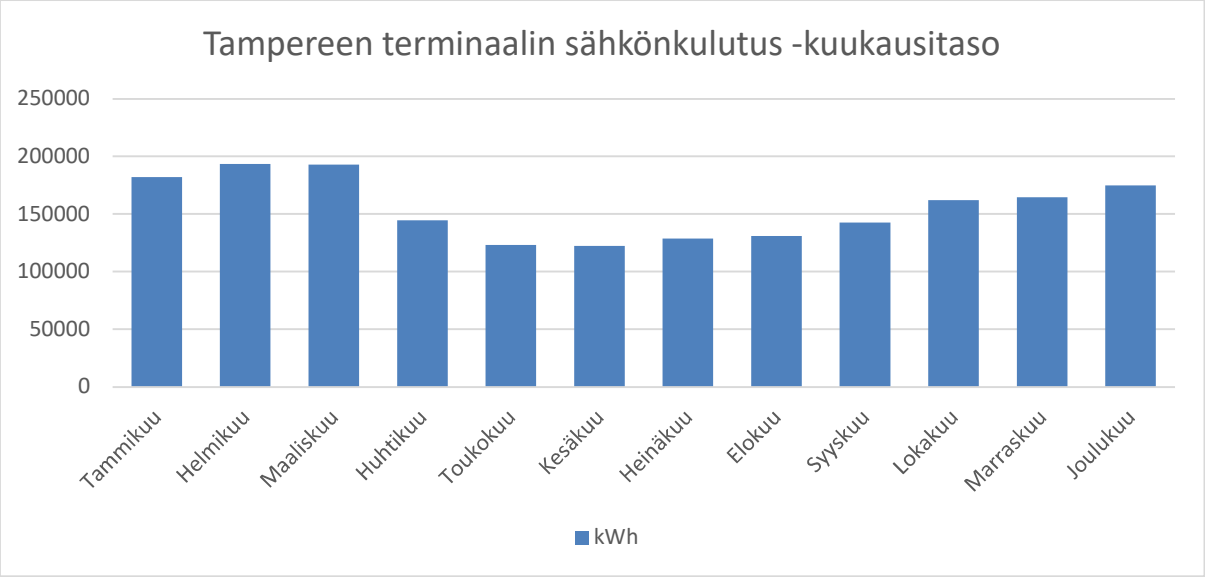
Tuntitasolla mitattuna Turun terminaalin keskimääräinen suurin sähkönkulutuksen ajanjakso ajoittui kello 22:00 – 23:00 väliselle tunnille, jolloin energiankulutus oli 150,60 kWh. Alhaisimmillaan terminaalin sähkönkulutus oli klo 13:00 – 14:00 välisenä ajanjaksona, jolloin sähkönkulutus oli 89,35 kWh. Tuntitason sähkönkulutusprofiili pysyi samankaltaisena vuodenajasta riippumatta. Kuvassa 15 on kuvattuna Turun terminaalin sähkönkulutusprofiili tuntitasolla.



Kuva 15. Turun terminaalin sähkönkulutusprofiili tuntitasolla

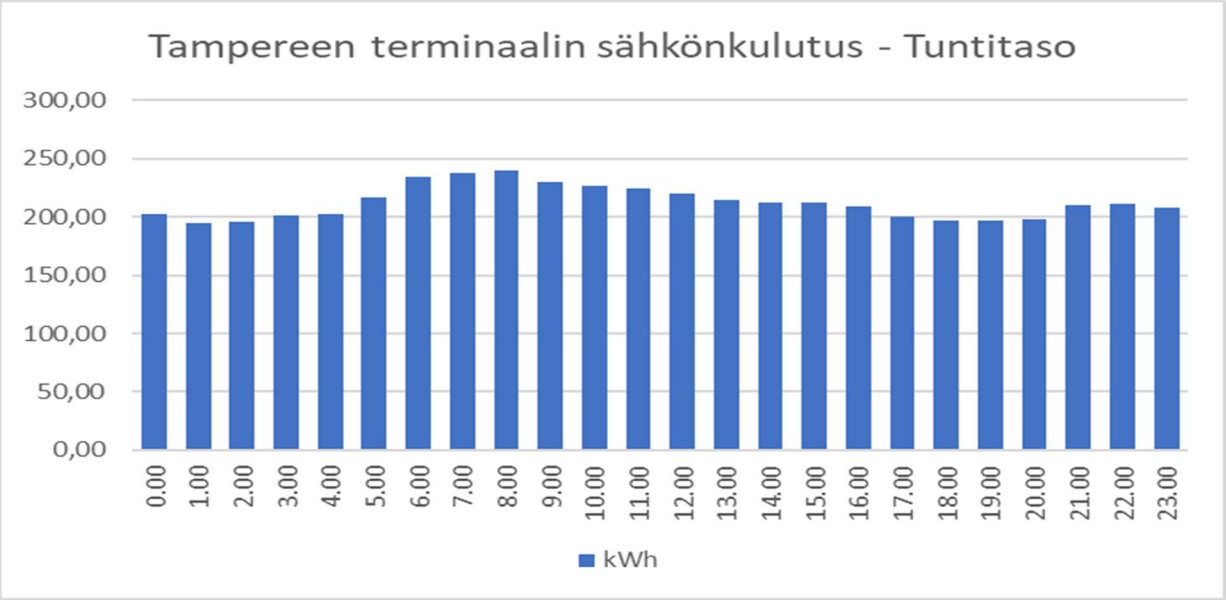
Tampere

Tampereen terminaalin sähkönkulutus vuonna 2020 oli yhteensä 1861 MWh. Sähkönkulutuksessa kuukausitasolla on huomattavia eroja eri kuukausin välillä. Sähköä kulutettiin sähköyhtiöltä saatavien tilastojen perusteella eniten helmikuussa, jolloin yhden kuukauden huippukulutus oli 193 515 kWh. Vähiten sähköä kulutettiin kesäkuussa, jolloin kuukauden sähkönkulutus oli 122 383 kWh. Kuvassa 16 on kuvattuna Tampereen terminaalin sähkönkulutusprofiili kuukausitasolla.



Kuva 16. Tampereen terminaalin sähkönkulutusprofiili kuukausitasolla

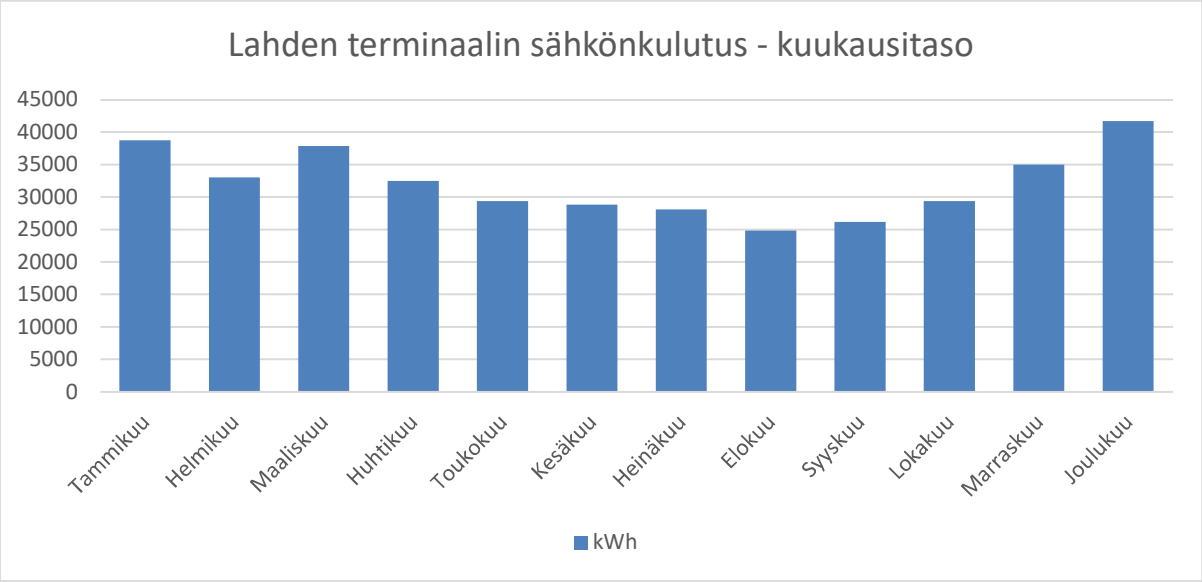
Tuntitasolla mitattuna Tampereen terminaalin keskimääräinen suurin sähkönkulutuksen ajanjakso ajoittui kello 8:00 – 9:00 väliselle tunnille, jolloin energiankulutus oli 239,65 kWh. Alhaisimmillaan terminaalin sähkönkulutus oli klo 1:00 – 2:00 välisenä ajanjaksona, jolloin sähkönkulutus oli 195,30 kWh. Tuntitason sähkönkulutusprofiili pysyi samankaltaisena vuodenajasta riippumatta. Kuvassa 17 on kuvattuna Tampereen terminaalin sähkönkulutusprofiili tuntitasolla.



Kuva 17. Tampereen terminaalin sähkönkulutusprofiili tuntitasolla

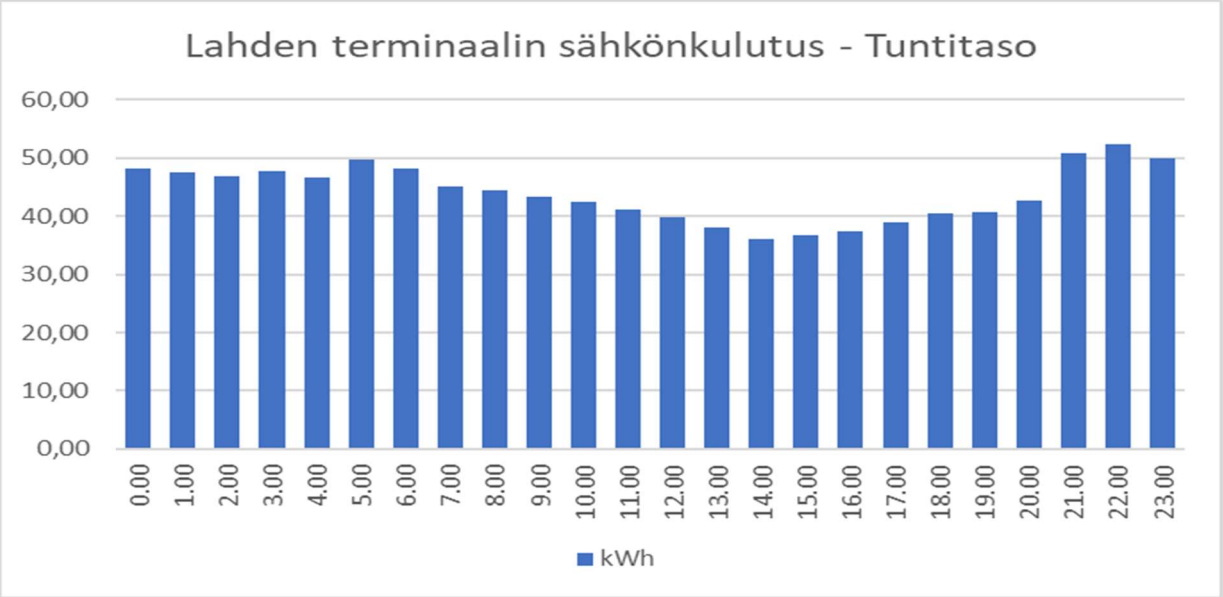
Lahti

Lahden terminaalin sähkönkulutus vuonna 2020 oli yhteensä 386 MWh. Sähkönkulutuksessa kuukausitasolla on huomattavia eroja eri kuukausin välillä. Sähköä kulutettiin sähköyhtiöltä saatavien tilastojen perusteella eniten joulukuussa, jolloin yhden kuukauden huippukulutus oli 41 708 kWh. Vähiten sähköä kulutettiin elokuussa, jolloin kuukauden sähkönkulutus oli 24 845 kWh. Kuvassa 18 on kuvattuna Lahden terminaalin sähkönkulutusprofiili kuukausitasolla.



Kuva 18. Lahden terminaalin sähkönkulutusprofiili kuukausitasolla

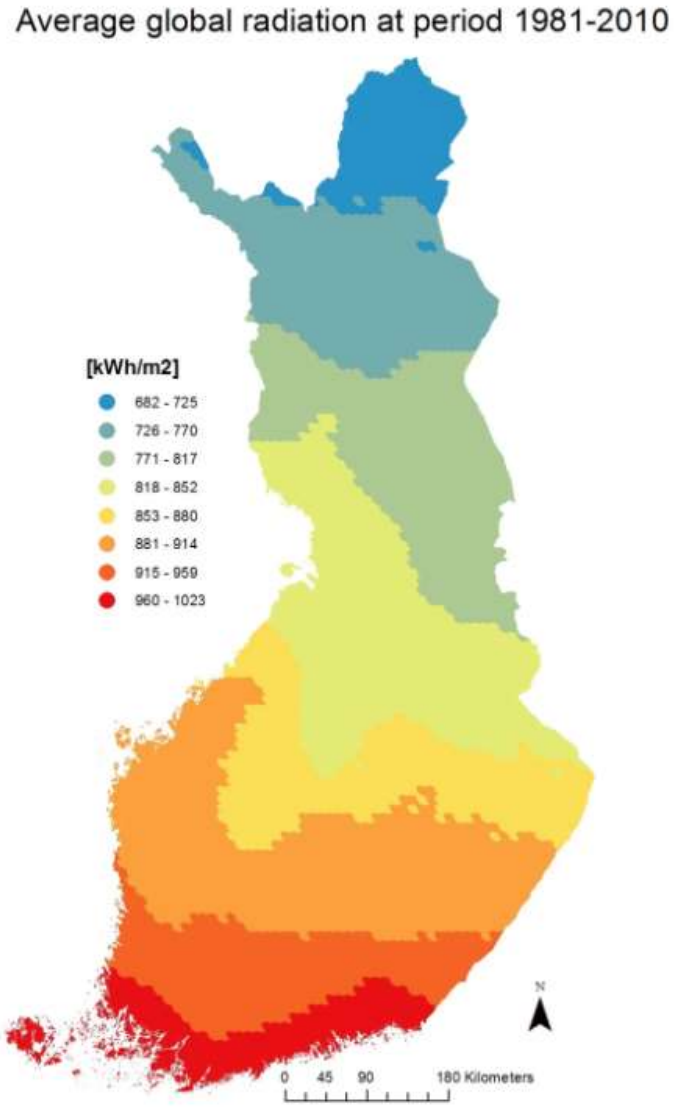
Tuntitasolla mitattuna Lahden terminaalin keskimääräinen suurin sähkönkulutuksen ajanjakso ajoittui kello 22:00 – 23:00 väliselle tunnille, jolloin energiankulutus oli 52,45 kWh. Alhaisimmillaan terminaalin sähkönkulutus oli klo 14:00– 15:00 välisenä ajanjaksona, jolloin sähkönkulutus oli 36,17 kWh. Tuntitason sähkönkulutusprofiili pysyi samankaltaisena vuodenajasta riippumatta. Kuvassa 19 on kuvattuna Lahden terminaalin sähkönkulutusprofiili tuntitasolla.



Kuva 19. Lahden terminaalin sähkönkulutusprofiili tuntitasolla

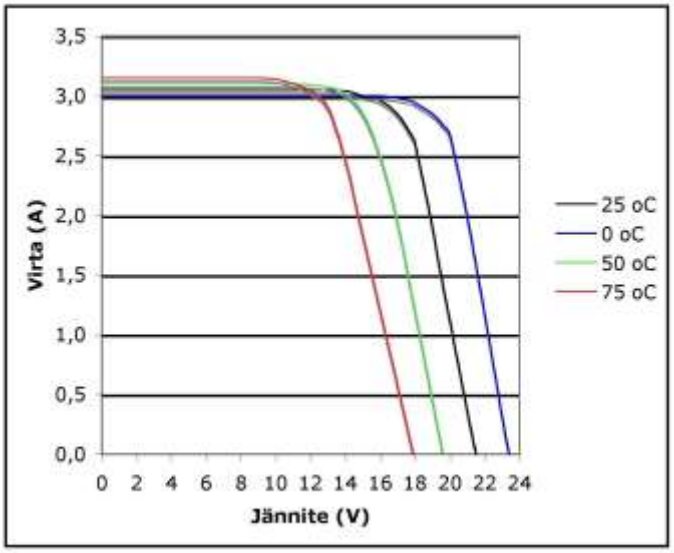
4.2.3 Aurinkosäteilyn määrä ja säätiedot

Auringon säteilyn määrään vaikuttaa eniten tarkastelukohteen sijainti maapallolla. Mitä pohjoisemmaksi mennään, sitä enemmän säteilyenergian määrä heikkenee. Säteilyenergian määrä Etelä-Suomessa on vuositasolla noin 1 100 kW / m2 ja Keski-Suomessa noin 1000 kW / m2 silloin kuin keräinneliömetri on optimiasennossa aurinkoon nähden. Aurinkopaneelin avulla tästä energiamäärästä on mahdollista muuttaa sähköksi noin 15–20 prosenttia. Kuvassa 20 on kuvattuna, kuinka säteilymäärä heikkenee pohjoiseen päin mentäessä.



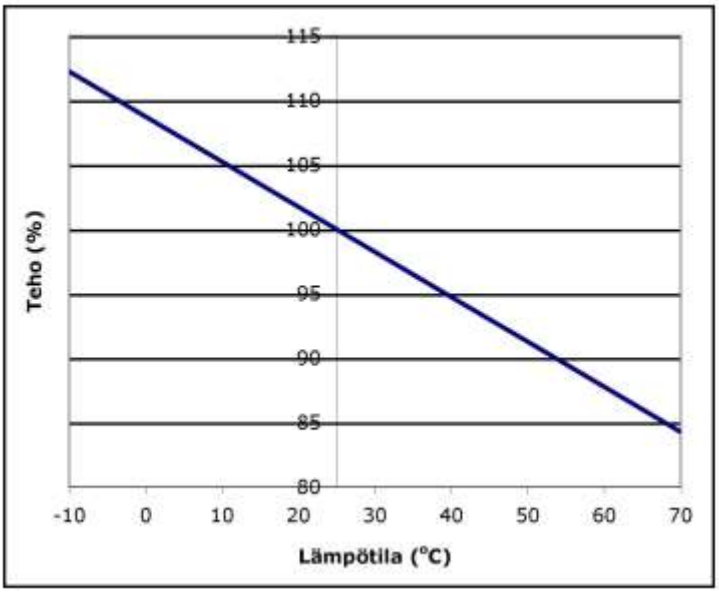
Kuva 20 Suomen vuotuinen säteilykertymä (Yle, 2015)

Aurinkopaneelin tehontuotantoon vaikuttaa auringon säteilyn voimakkuuden lisäksi myös auringon säteilyn tulokulma, auringon korkeus ja ilmakehän absorptio sekä paneelin lämpötila. Kun paneelin lämpötila nousee kasvaa samalla myös virta, sillä lämpötilan noustessa myös termisten varaustenkuljettajien määrä paneelissa lisääntyy. Tämän vaikutus on tyypillisesti noin +0,065%/°C. Paneelin lämpötilan nouseminen vaikuttaa huomattavasti enemmän paneelin tyhjäkäyntijännitteeseen, sillä lämpötilan noustessa tyhjäkäyntijännitteen lasku piikidekennojen kohdalla on yleensä noin -0,5%/°C. Näin ollen jännitteen muutoksen ollessa voimakkaampi kuin virran muutos, laskee paneelin tuottama teho samassa suhteessa kuin jännite laskee. Kuvassa 21 on kuvattuna lämpötilan vaikutus paneelin ominaiskäyrään. (Tapiovaara, 2016, 6.)



Kuva 21. Lämpötilan vaikutus paneelin ominaiskäyrään (Tapiovaara, 2016, 6.)

Mitä viileämpi aurinkopaneeli on, sitä paremmalla hyötysuhteella sähköä voidaan tuottaa. Esimerkiksi kun tehon lämpötilakerroin on -0,35%/°C ja paneelin lämpötila 0 °C, tuottaa aurinkopaneeli 10 prosenttia enemmän tehoa kuin paneelin lämpötilan ollessa 25 °C. Kuvassa 22 on kuvattuna aurinkopaneelin tehon riippuvuus lämpötilasta, lämpötilakertoimen ollessa -0,35%/°C. 100% normiteho on taulukossa lämpötilan +25 °C kohdalla. (Tapiovaara, 2016, 7.)



Kuva 22. Aurinkopaneelin tehon riippuvuus lämpötilasta (Tapiovaara, 2016, 7.)

Simulointia varten on kerätty jokaisen terminaalipaikkakunnan kuukausikohtaiset säteilytiedot ja kuukausien keskilämpötilat. Alla eriteltynä paikkakuntakohtaisesti edellä mainitut tiedot. Tietolähteinä on käytetty säteilyn osalta Homer Pro -simulointiohjelman säteilytietokantaa ja keskilämpötilojen osalta Ilmatieteen laitoksen avointa tietokantaa.

Kuukauden keskilämpötilat

Ilmatieteen laitoksen avoimen datan pohjalta Vantaan keskilämpötila vuonna 2020 oli 8,0 celsiusastetta. Kuukauden keskilämpötila oli korkeimmillaan kesäkuussa, jolloin lämpötila oli 18,4 celsiusastetta ja matalimmillaan helmikuussa, jolloin lämpötila oli 0,5 celsiusastetta.

Turussa vuoden keskilämpötila oli 7,9 celsiusastetta. Kuukauden keskilämpötila oli korkeimmillaan kesäkuussa, jolloin lämpötila oli 18 celsiusastetta ja matalimmillaan helmikuussa, jolloin lämpötila oli 0,5 celsiusastetta.

Tampereella vuoden keskilämpötila oli 7,0 celsiusastetta. Kuukauden keskilämpötila oli korkeimmillaan kesäkuussa, jolloin lämpötila oli 18,5 celsiusastetta ja matalimmillaan helmikuussa, jolloin lämpötila oli – 0,9 celsiusastetta.

Lahdessa vuoden keskilämpötila oli 7,4 celsiusastetta. Kuukauden keskilämpötila oli korkeimmillaan kesäkuussa, jolloin lämpötila oli 18,6 celsiusastetta ja matalimmillaan helmikuussa, jolloin lämpötila oli – 0,6 celsiusastetta. Taulukossa 5 on esitettynä kuukauden keskilämpötilat paikkakunnittain vuoden 2020 osalta.

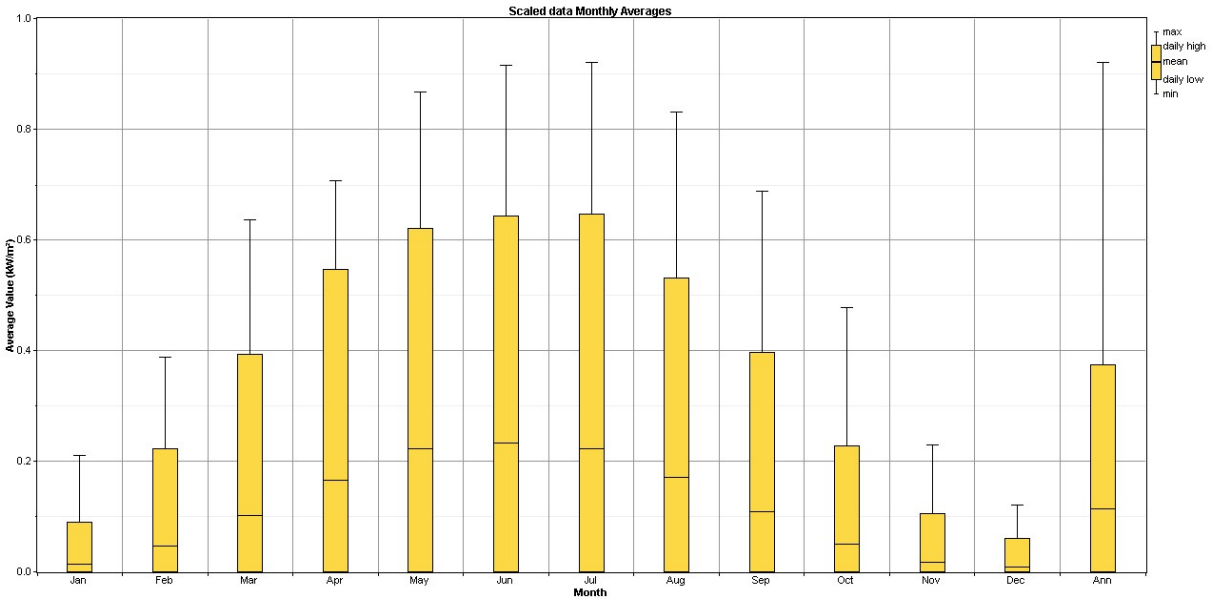
Taulukko 6. Kuukauden keskilämpötilat

Vuosi	Kuukausi	Vantaa	Turku	Tampere	Lahti
2020	tammikuu	1,9 °C	2,3 °C	0,9 °C	0,9 °C
2020	helmikuu	0,5 °C	0,5 °C	-0,9 °C	-0,6 °C
2020	maaliskuu	1,7 °C	1,5 °C	0,7 °C	1 °C
2020	huhtikuu	4,5 °C	4,1 °C	3,4 °C	3,6 °C
2020	toukokuu	9,5 °C	8,2 °C	8,5 °C	9,4 °C
2020	kesäkuu	18,4 °C	18 °C	18,5 °C	18,6 °C
2020	heinäkuu	16,5 °C	15,5 °C	15,1 °C	15,9 °C
2020	elokuu	16,8 °C	16,5 °C	15,7 °C	16,2 °C
2020	syyskuu	13 °C	13 °C	12,1 °C	12,2 °C
2020	lokakuu	8,2 °C	8,3 °C	7 °C	7,5 °C
2020	marraskuu	4,4 °C	5,1 °C	3,5 °C	3,6 °C
2020	joulukuu	0,9 °C	1,6 °C	0 °C	-0,1 °C

Säteilymäärät

Vantaa

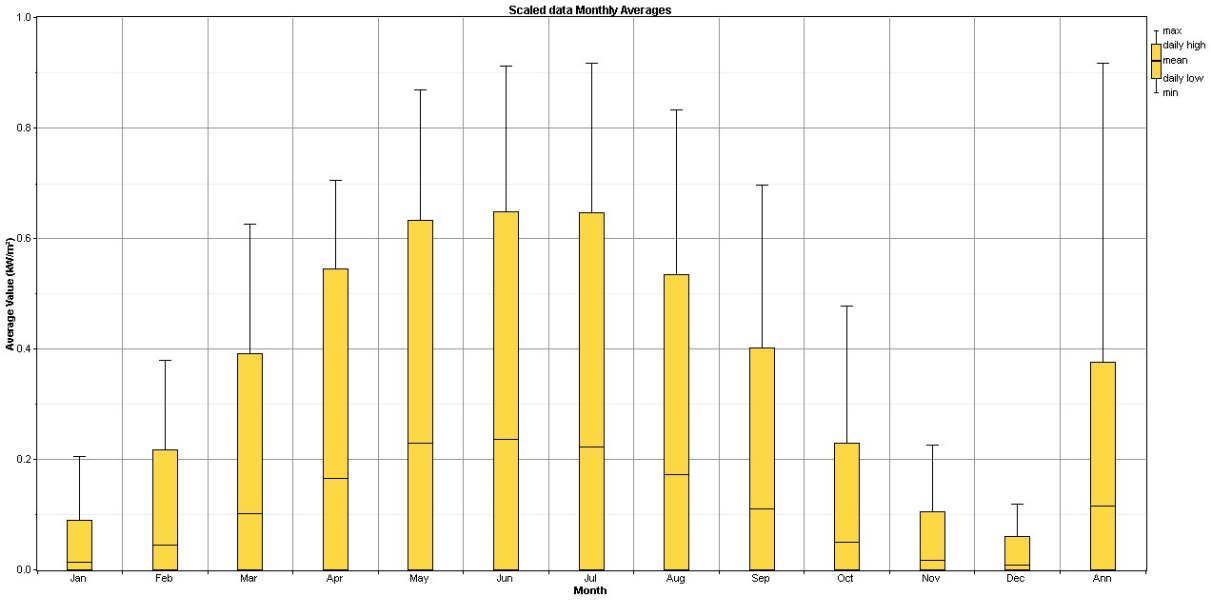
Vantaan terminaalin koordinaateilla päiväkohtainen keskiarvo säteilyn määrälle vuositasolla on 2,727 kWh/m^2. Säteilyn määrä on suurimmillaan kesäkuussa, jolloin säteilyn päiväkohtainen keskiarvo on 5,570 kWh/m^2 ja pienimmillään joulukuussa, jolloin säteilyn päiväkohtainen keskiarvo on vain 0,200 kWh/m^2. Kuvassa 23 on kuvattuna Vantaan terminaalille tulevan säteilyn määrä päiväkohtaisella keskiarvolla kuukausitasolla.



Kuva 23. Vantaan säteilymäärä kuukasitasolla

Turku

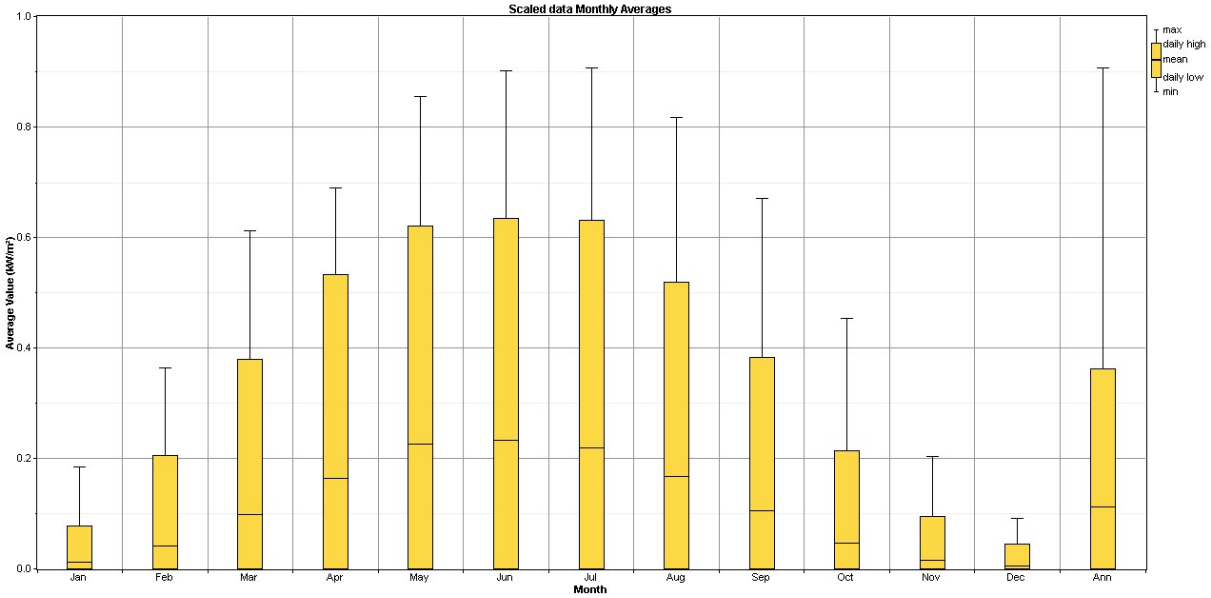
Turun terminaalin koordinaateilla päiväkohtainen keskiarvo säteilyn määrälle vuositasolla on 2,755 kWh/m^2. Säteilyn määrä on suurimmillaan kesäkuussa, jolloin säteilyn päiväkohtainen keskiarvo on 5,670 kWh/m^2 ja pienimmillään joulukuussa, jolloin säteilyn päiväkohtainen keskiarvo on vain 0,200 kWh/m^2. Kuvassa 24 on kuvattuna Turun terminaalille tulevan säteilyn määrä päiväkohtaisella keskiarvolla kuukausitasolla.



Kuva 24. Turun säteilymäärä kuukasitasolla

Tampere

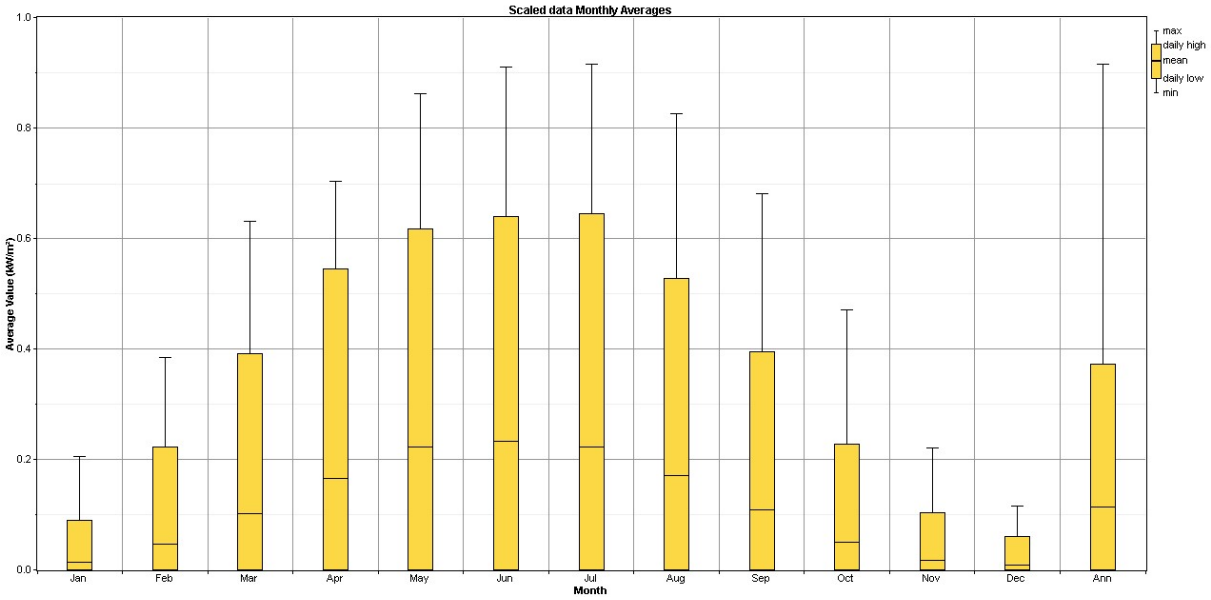
Tampereen terminaalin koordinaateilla päiväkohtainen keskiarvo säteilyn määrälle vuositasolla on 2,676 kWh/m^2. Säteilyn määrä on suurimmillaan kesäkuussa, jolloin säteilyn päiväkohtainen keskiarvo on 5,600 kWh/m^2 ja pienimmillään joulukuussa, jolloin säteilyn päiväkohtainen keskiarvo on vain 0,140 kWh/m^2. Kuvassa 25 on kuvattuna Tampereen terminaalille tulevan säteilyn määrä päiväkohtaisella keskiarvolla kuukausitasolla.



Kuva 25. Tampereen säteilymäärä kuukasitasolla

Lahti

Lahden terminaalin koordinaateilla päiväkohtainen keskiarvo säteilyn määrälle vuositasolla on 2,676 kWh/m^2. Säteilyn määrä on suurimmillaan kesäkuussa, jolloin säteilyn päiväkohtainen keskiarvo on 5,600 kWh/m^2 ja pienimmillään joulukuussa, jolloin säteilyn päiväkohtainen keskiarvo on vain 0,140 kWh/m^2. Kuvassa 26 on kuvattuna Lahden terminaalille tulevan säteilyn määrä päiväkohtaisella keskiarvolla kuukausitasolla.



Kuva 26. Lahden säteilymäärä kuukasitasolla

4.2.4 Järjestelmän mitoittaminen

Lähtötietoina mitoituksessa käytetään sähköyhtiöltä saatavia kiinteistöjen tuntitason kulutustietoja ajanjaksolta 14.4.2020 – 18.3.2021. Mitoituksen lähtökohtana on löytää jokaiseen kiinteistöön teknistaloudellisesti kannattavin aurinkovoimalan koko. Mitoituksessa käytetään hyödyksi kiinteistöjen pohjakulutusta eli sähkönkulutusta, jota tarvitaan koko ajan. Mitoituksessa huomioidaan myös aurinkosähkön huipputuotannon aika kesällä, jolloin voimalan tuoton pitäisi vastata kiinteistöjen kokonaiskulutusta. Kiinteistöjen tuntikohtaisten kulutustietojen avulla mitoittamalla järjestelmälle on mahdollista saada lyhin mahdollinen takaisinmaksuaika. (Motiva, 2021i) Mitoitus toteutetaan Homer Pro -mallinnusohjelman

tuloksien pohjalta, joissa on huomioitu kiinteistöjen energiankulutukset, ympäristön lämpötilat ja kuukausittaiset säteilymäärät.

4.3 Mallinuksen määrittely ja simuloinnin tulokset

Mallinnuksen lähtötietoina käytetään logistiikkaterminaalien koordinaatteja, sähköyhtiöltä saatuja tuntikohtaisia sähkönkulutustietoja ajanjaksolta 14.4.2020 – 18.3.2021 ja ympäristön kuukausikohtaista keskilämpötilaa. Järjestelmän investointikustannukseksi simuloinnissa on asetettu 700€ / kWp.

Sähkön ostohintana käytetään tuntikohtaista Sport-hintaa ajanjaksolta 14.4.2020 – 18.3.2021. Sähkön ostohintaan on lisäksi lisätty paikkakuntakohtainen siirtomaksu ja sähköveron määrä. Sähkön myymisestä verkkoon käytetään tuntikohtaista Sport-hintaa ajanjaksolta 14.4.2020 – 18.3.2021. (Nord Pool, 2021)

Taulukossa 7 on esitetty suuntaa antava järjestelmän mitoitus vuosittaisen sähkönkulutuksen pohjalta. Taulukon tietoja hyödynnetään simuloinnin lähtötietoja määriteltäessä.

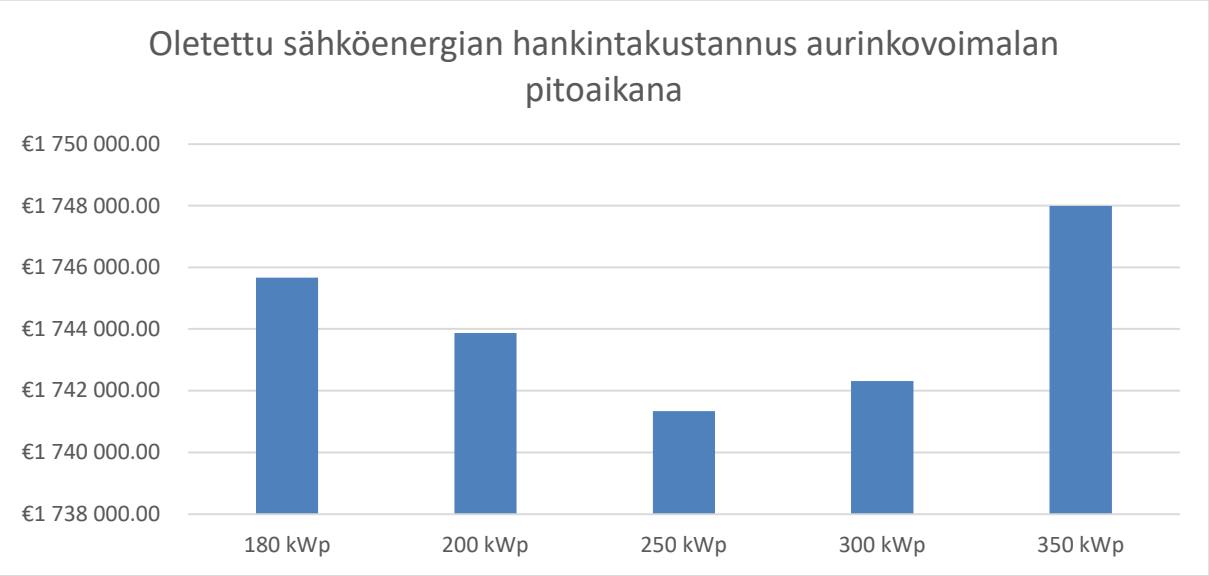
Taulukko 7. Suuntaa antava järjestelmän mitoitus (FINNWIND, 2021)

Sähkönkulutus vuodessa (kWh)	Soveltuva järjestelmän koko
30 000 - 60 000	7 - 24 kWp
60 000 - 100 000	12 - 40 kWp
100 000 - 200 000	20 - 80 kWp
200 000 - 300 000	40 - 120 kWp
300 000 - 400 000	60 - 160 kWp
600 000 - 700 000	120 - 280 kWp
800 000 - 900 000	160 - 360 kWp
900 000 - 1 000 000	180 - 400 kWp

Vantaan terminaalin simulointi

Simuloinnin lähtötiedoissa aurinkopaneelien asennuskulmaksi on asetettu 15° ja atsimuuttikulmaksi on asetettu 0°. Aurinkokennon nimelliseksi lämpötilaksi (englanniksi Nominal Operating Cell Temperature) on asetettu 47°C. Aurinkokennon lämpötilakerroin (englanniksi temperature coefficient of power) on -0,41 % / °C. Paneelin hyötysuhteeksi on asetettu 18,3 % standardiolosuhteissa (Standard Test Condition, STC).

Simulointi tehtiin viidelle erikokoiselle aurinkovoimalalle 180 kWp, 200 kWp, 250 kWp, 300 kWp ja 350 kWp. Simulointi hyödyntää terminaalin tuntikohtaisia kulutustietoja vuositasolla, jonka perusteella simuloinnin lopputuloksena voidaan määrittää teknistaloudellisesti sopivin aurinkovoimalan koko. Kuvassa 27 on esitetty eri kokoisten voimaloiden simuloinnin tuloksena saatu oletettu sähköenergian hankintakustannus 25 vuoden ajanjaksolla.



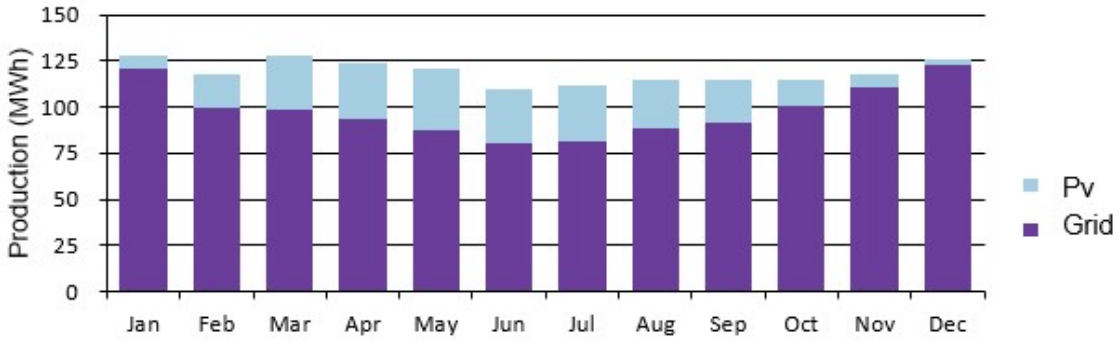
Kuva 27. Vantaan terminaalin oletettu sähköenergian hankintakustannus aurinkovoimalan pitoaikana

Simuloinnin tuloksena voidaan todeta, että kun käytetään tuntikohtaista kiinteistön sähkönkulutusta mitoituksen perusteena ja pyritään saamaan voimalalta mahdollisimman suuri teknillistaloudellinen tuotto, on 250 kWp kokoinen aurinkovoimala paras vaihtoehto Vantaan terminaalin aurinkosähköjärjestelmäksi. Kuvassa 28 on esitetty simuloinnin tuloksena saatu kuukausikohtainen verkosta ostetun ja myydyn energian määrä.

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)
January	120,438	277	120,161
February	99,235	555	98,680
March	98,431	584	97,847
April	93,586	1,396	92,190
May	87,802	1,534	86,267
June	80,196	1,541	78,655
July	81,785	833	80,952
August	88,069	1,054	87,016
September	91,434	1,118	90,316
October	100,781	937	99,844
November	110,923	670	110,252
December	122,508	0	122,508
Annual	1,175,187	10,499	1,164,688

Kuva 28. Vantaan terminaalin ostettu ja myyty energia

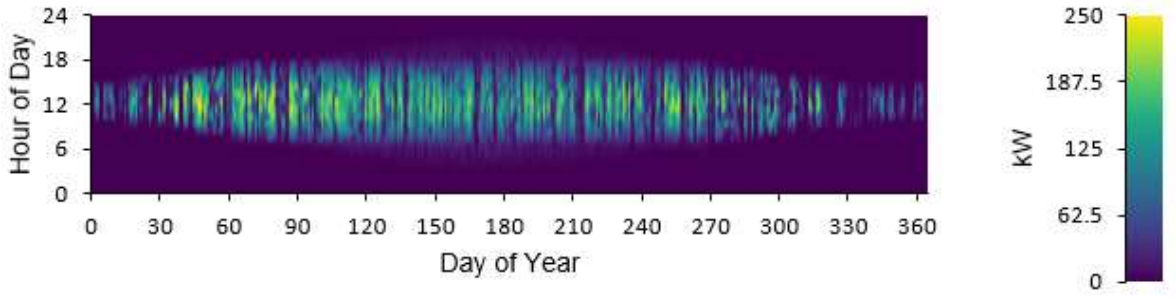
Simuloinnin tuloksen perusteella 250 kWp järjestelmän tuottama energia käytetään lähes kokonaisuudessaan kiinteistön energian kulutukseen. Vuoden aikana syntyy 10 499 kWh verkkoon myytävää ylituotantoa. Kuvassa 29 on havainnollistettu kuukausittainen keskimääräinen energian tuotto ja verkosta ostettu energian määrä.



Kuva 29. Vantaan terminaalin tuotettu ja ostettu energia

250 kWp järjestelmä tuottaa vuositasolla yhteensä 251 738 kWh energiaa, mikä vastaa 18 prosenttia Vantaan terminaalin vuosikulutuksesta. Järjestelmä tuottaa Vantaalla energiaa vuodessa yhteensä 4 383 tunnin ajan. Eniten energiaa tuotetaan toukokuussa ja vähiten joulukuussa,

Kuvassa 30 on havainnollistettu energian tuotto tuntikohtaisesti vuositasolla.

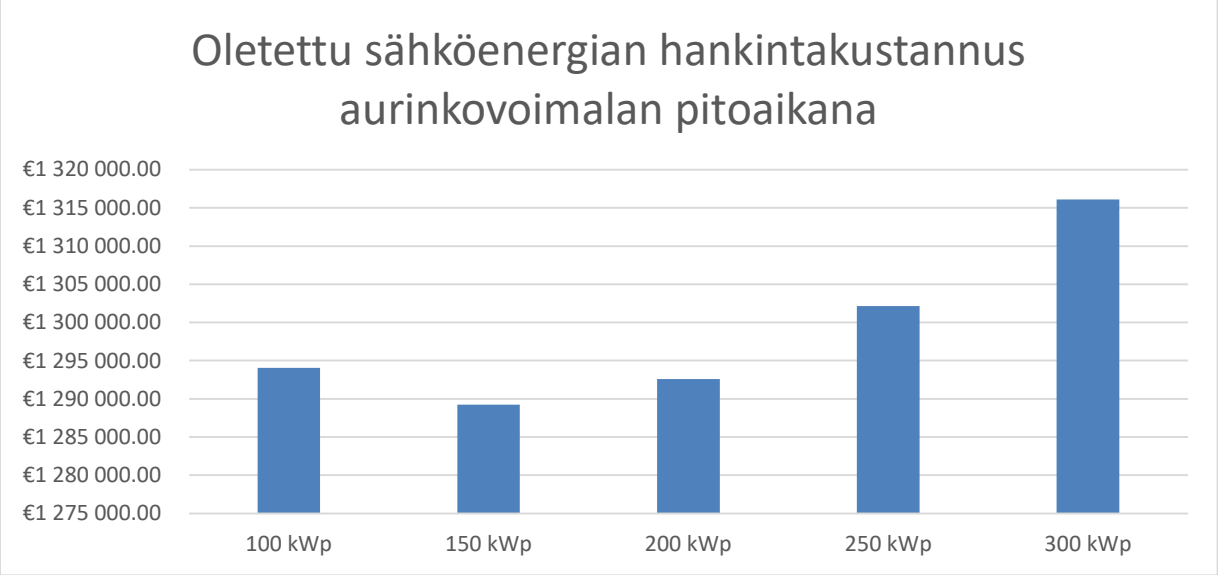


Kuva 30. Vantaan terminaalin aurinkosähköjärjestelmän tuntikohtainen energian tuotto vuositasolla.

Turun terminaalin simulointi

Simuloinnin lähtötiedoissa aurinkopaneelien asennuskulmaksi on asetettu 15 astetta ja atsimuuttikulmaksi on asetettu +10 astetta. Aurinkokennon nimelliseksi lämpötilaksi (englanniksi Nominal Operating Cell Temperature) on asetettu 47°C. Aurinkokennon lämpötilakerroin (englanniksi temperature coefficient of power) on -0,41 % / °C. Paneelin hyötysuhteeksi on asetettu 18,3 % standardiolosuhteissa (Standard Test Condition, STC).

Simulointi tehtiin viidelle erikokoiselle aurinkovoimalalle 100 kWp, 150 kWp, 200 kWp, 250 kWp ja 300 kWp. Simulointi hyödyntää terminaalin tuntikohtaisia kulutustietoja vuositasolla, jonka perusteella simuloinnin lopputuloksena voidaan määrittää teknistaloudellisesti sopivin aurinkovoimalan koko. Kuvassa 31. on esitetty eri kokoisten voimaloiden simuloinnin tuloksena saatu oletettu sähköenergian hankintakustannus 25 vuoden ajanjaksolla.



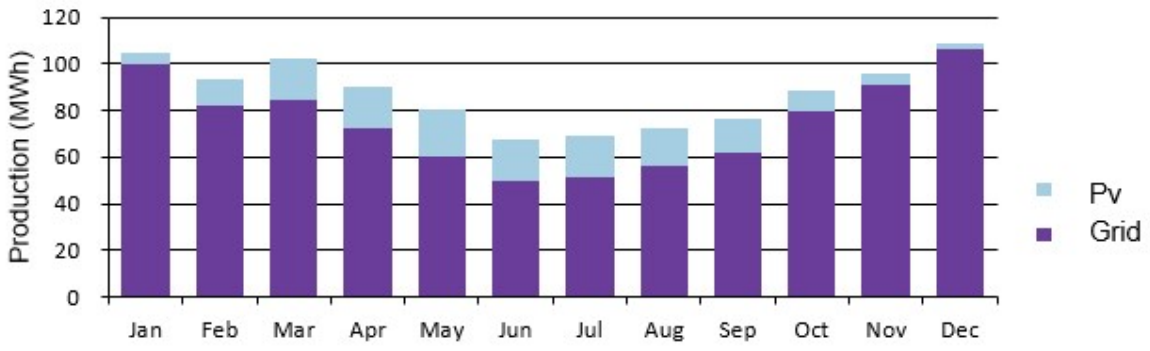
Kuva 31.Turun terminaalin oletettu sähköenergian hankintakustannus aurinkovoimalan pitoaikana

Simuloinnin tuloksena voidaan todeta, että kun käytetään tuntikohtaista kiinteistön sähkönkulutusta mitoituksen perusteena ja pyritään saamaan voimalalta mahdollisimman suuri teknillistaloudellinen tuotto, on 150 kWp kokoinen aurinkovoimala paras vaihtoehto Turun terminaalin aurinkosähköjärjestelmäksi. Kuvassa 32 on esitetty simuloinnin tuloksena saatu kuukausikohtainen verkosta ostetun ja myydyn energian määrä.

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)
January	100,037	0	100,037
February	82,158	4.29	82,153
March	84,593	246	84,347
April	72,312	539	71,773
May	60,347	563	59,784
June	49,527	622	48,905
July	51,026	632	50,394
August	56,263	354	55,909
September	62,258	510	61,748
October	80,029	198	79,831
November	91,338	36.0	91,302
December	106,634	0	106,634
Annual	896,521	3,703	892,818

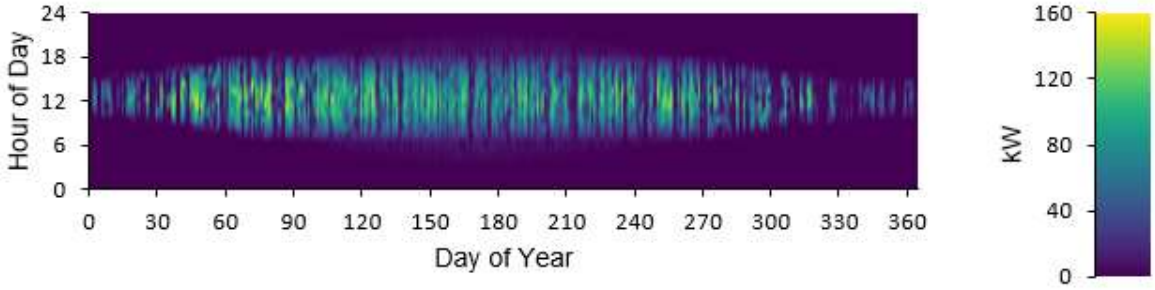
Kuva 32. Turun terminaalin ostettu ja myyty energia

Simuloinnin tuloksen perusteella 150 kWp järjestelmän tuottama energia käytetään lähes kokonaisuudessaan kiinteistön energian kulutukseen. Vuoden aikana syntyy 3 703 kWh verkkoon myytävää ylituotantoa. Kuvassa 33 on havainnollistettu kuukausittainen keskimääräinen energian tuotto ja verkosta ostettu energian määrä.



Kuva 33. Turun terminaalin tuotettu ja ostettu energia

150 kWp järjestelmä tuottaa vuositasolla yhteensä 152 885 kWh energiaa, mikä vastaa 15 prosenttia Turun terminaalin vuosikulutuksesta. Järjestelmä tuottaa Turussa energiaa vuodessa yhteensä 4 378 tunnin ajan. Eniten energiaa tuotetaan toukokuussa ja vähiten joulukuussa, Kuvassa 34 on havainnollistettu energian tuotto tuntikohtaisesti vuositasolla.

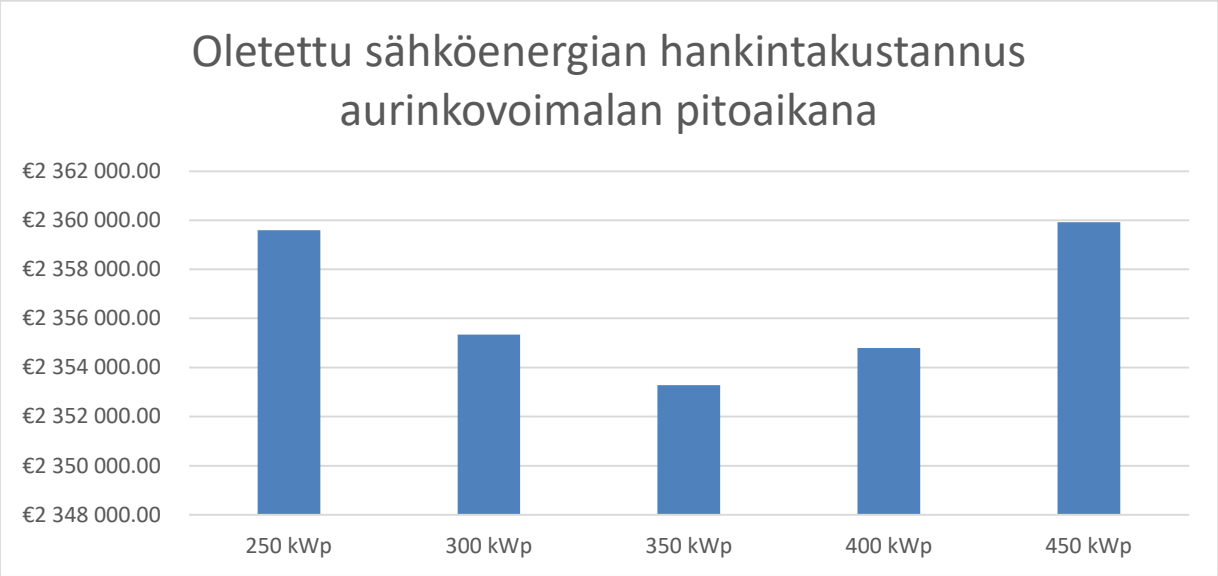


Kuva 34.Turun terminaalin aurinkosähköjärjestelmän tuntikohtainen energian tuotto vuositasolla.

Tampereen terminaalin simulointi

Simuloinnin lähtötiedoissa aurinkopaneelien asennuskulmaksi on asetettu 15 astetta ja atsimuuttikulmaksi on asetettu 0 astetta. Aurinkokennon nimelliseksi lämpötilaksi (englanniksi Nominal Operating Cell Temperature) on asetettu 47°C. Aurinkokennon lämpötilakerroin (englanniksi temperature coefficient of power) on -0,41 % / °C. Paneelin hyötysuhteeksi on asetettu 18,3 % standardiolosuhteissa (Standard Test Condition, STC).

Simulointi tehtiin viidelle erikokoiselle aurinkovoimalalle 250 kWp, 300 kWp, 350 kWp, 400 kWp ja 450 kWp. Simulointi hyödyntää terminaalin tuntikohtaisia kulutustietoja vuositasolla, jonka perusteella simuloinnin lopputuloksena voidaan määrittää teknistaloudellisesti sopivin aurinkovoimalan koko. Kuvassa 35 on esitetty eri kokoisten voimaloiden simuloinnin tuloksena saatu oletettu sähköenergian hankintakustannus 25 vuoden ajanjaksolla.



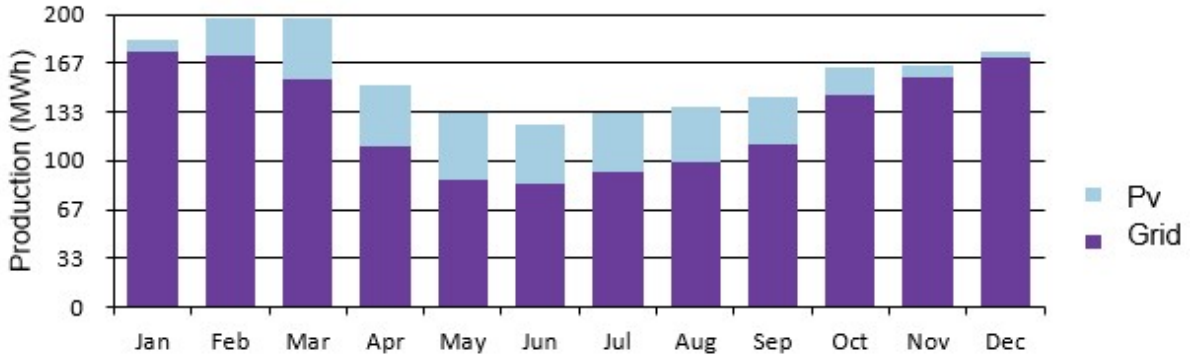
Kuva 35. Tampereen terminaalin oletettu sähköenergian hankintakustannus aurinkovoimalan pitoaikana

Simuloinnin tuloksena voidaan todeta, että kun käytetään tuntikohtaista kiinteistön sähkönkulutusta mitoituksen perusteena ja pyritään saamaan voimalalta mahdollisimman suuri teknillistaloudellinen tuotto, on 350 kWp kokoinen aurinkovoimala paras vaihtoehto Tampereen terminaalin aurinkosähköjärjestelmäksi. Kuvassa 36 on esitetty simuloinnin tuloksena saatu kuukausikohtainen verkosta ostetun ja myydyn energian määrä.

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)
January	174,504	43.2	174,461
February	172,015	0	172,015
March	156,157	228	155,929
April	109,985	1,102	108,883
May	86,572	2,443	84,128
June	83,905	2,295	81,610
July	92,416	889	91,526
August	99,279	1,331	97,947
September	111,475	730	110,744
October	144,572	359	144,213
November	156,433	205	156,229
December	170,997	0	170,997
Annual	1,558,308	9,626	1,548,683

Kuva 36. Tampereen terminaalin ostettu ja myyty energia

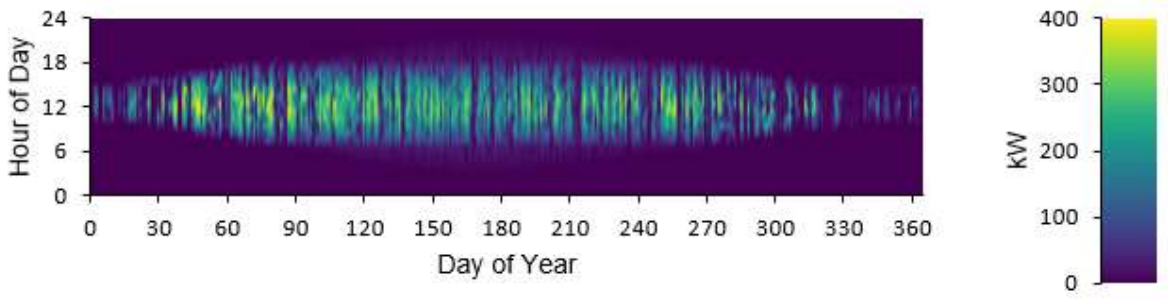
Simuloinnin tuloksen perusteella 350 kWp järjestelmän tuottama energia käytetään lähes kokonaisuudessaan kiinteistön energian kulutukseen. Vuoden aikana syntyy 9 626 kWh verkkoon myytävää ylituotantoa. Kuvassa 37 on havainnollistettu kuukausittainen keskimääräinen energian tuotto ja verkosta ostettu energian määrä.



Kuva 37. Tampereen terminaalin tuotettu ja ostettu energia

350 kWp järjestelmä tuottaa vuositasolla yhteensä 347 631 kWh energiaa, mikä vastaa 19 prosenttia Tampereen terminaalin vuosikulutuksesta. Järjestelmä tuottaa Tampereella energiaa vuodessa yhteensä 4 382 tunnin ajan. Eniten energiaa tuotetaan toukokuussa ja vähiten joulukuussa,

Kuvassa 38 on havainnollistettu energian tuotto tuntikohtaisesti vuositasolla.

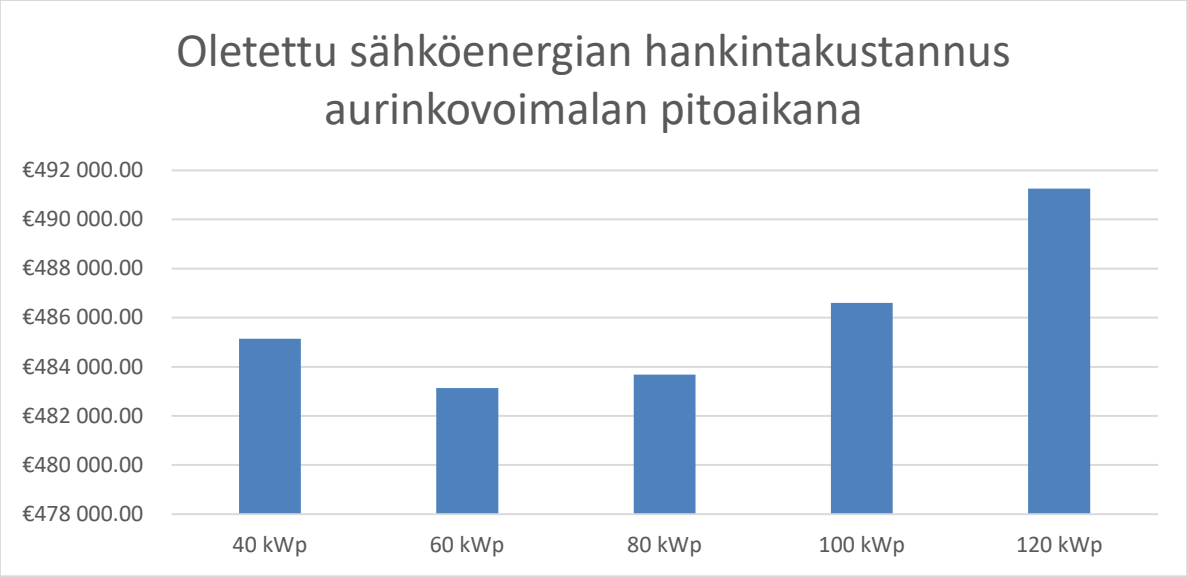


Kuva 38. Tampereen terminaalin aurinkosähköjärjestelmän tuntikohtainen energian tuotto vuositasolla.

Lahden terminaalin simulointi

Simuloinnin lähtötiedoissa aurinkopaneelien asennuskulmaksi on asetettu 15° ja atsimuuttikulmaksi on asetettu -5°. Aurinkokennon nimelliseksi lämpötilaksi (englanniksi Nominal Operating Cell Temperature) on asetettu 47°C. Aurinkokennon lämpötilakerroin (englanniksi temperature coefficient of power) on -0,41 % / °C. Paneelin hyötysuhteeksi on asetettu 18,3 % standardiolosuhteissa (Standard Test Condition, STC).

Simulointi tehtiin viidelle erikokoiselle aurinkovoimalalle 40 kWp, 60 kWp, 80 kWp, 100 kWp ja 120 kWp. Simulointi hyödyntää terminaalin tuntikohtaisia kulutustietoja vuositasolla, jonka perusteella simuloinnin lopputuloksena voidaan määrittää teknistaloudellisesti sopivin aurinkovoimalan koko. Kuvassa 39 on esitetty eri kokoisten voimaloiden simuloinnin tuloksena saatu oletettu sähköenergian hankintakustannus 25 vuoden ajanjaksolla.



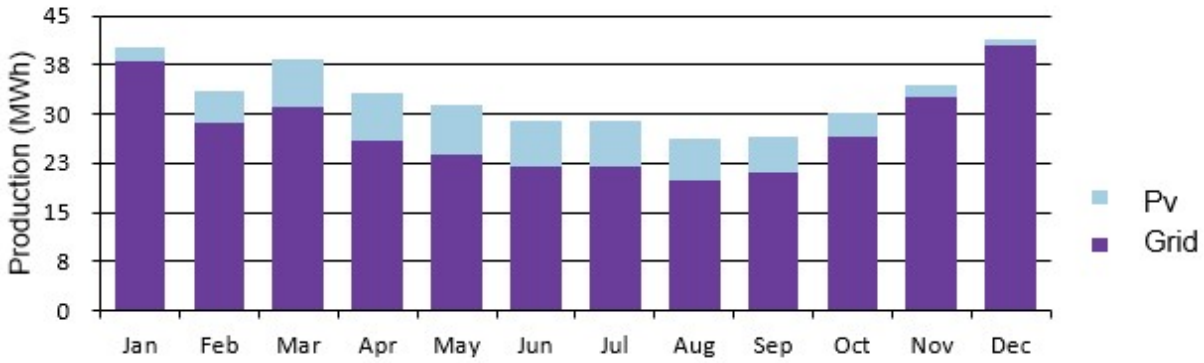
Kuva 39. Lahden terminaalin oletettu sähköenergian hankintakustannus aurinkovoimalan pitoaikana

Simuloinnin tuloksena voidaan todeta, että kun käytetään tuntikohtaista kiinteistön sähkönkulutusta mitoituksen perusteena ja pyritään saamaan voimalalta mahdollisimman suuri teknillistaloudellinen tuotto, on 60 kWp kokoinen aurinkovoimala paras vaihtoehto Lahden terminaalin aurinkosähköjärjestelmäksi. Kuvassa 40 on esitetty simuloinnin tuloksena saatu kuukausikohtainen verkosta ostetun ja myydyn energian määrä.

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)
January	38,186	13.8	38,173
February	28,757	39.6	28,717
March	31,039	33.9	31,005
April	25,805	180	25,625
May	23,654	398	23,255
June	21,927	248	21,679
July	21,838	117	21,721
August	19,765	500	19,265
September	21,030	521	20,509
October	26,471	259	26,212
November	32,736	102	32,634
December	40,410	0	40,410
Annual	331,617	2,412	329,205

Kuva 40. Lahden terminaalin ostettu ja myyty energia

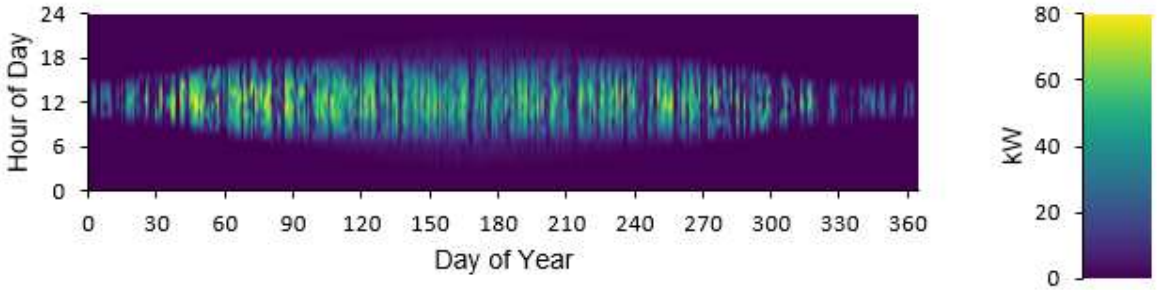
Simuloinnin tuloksen perusteella 60 kWp järjestelmän tuottama energia käytetään lähes kokonaisuudessaan kiinteistön energian kulutukseen. Vuoden aikana syntyy 2 412 kWh verkkoon myytävää ylituotantoa. Kuvassa 41 on havainnollistettu kuukausittainen keskimääräinen energian tuotto ja verkosta ostettu energian määrä.



Kuva 41. Lahden terminaalin tuotettu ja ostettu energia

60 kWp järjestelmä tuottaa vuositasolla yhteensä 61 773 kWh energiaa, mikä vastaa 16 prosenttia Lahden terminaalin vuosikulutuksesta. Järjestelmä tuottaa Lahdessa energiaa vuodessa yhteensä 4 381 tunnin ajan. Eniten energiaa tuotetaan toukokuussa ja vähiten joulukuussa,

Kuvassa 42 on havainnollistettu energian tuotto tuntikohtaisesti vuositasolla.



Kuva 42 Lahden terminaalin aurinkosähköjärjestelmän tuntikohtainen energian tuotto vuositasolla.

4.3.1 Tuloksien tarkastelu ja yhteenveto

Simuloinnin tuloksena voitiin määrittää jokaiselle logistiikkaterminaalille sopivan kokoinen aurinkovoimala. Mitoituksen perusteena käytettiin terminaalikohtaista tuntitason sähkönkulutustietoa ja tavoitteena oli mitoittaa voimalat niin, että voimaloiden huipputuotannon aikana mahdollisimman suuri osa energiasta käytettäisiin kiinteistöjen energian kulutukseen.

Taulukossa 8 on esitetty yhteenveto terminaalien aurinkovoimaloiden koosta, tuotetusta sähköstä, verkosta ostetusta sähköstä, verkkoon myydystä sähköstä, voimalan vaatimasta kattopinta-alasta ja investointikustannuksista. Investointikustannuksissa on käytetty keskihintana asennetulle aurinkosähköjärjestelmälle 700€/ kWp (alv 0). (Ahola, 2019, 9.)

Taulukko 8. Yhteenveto terminaalien aurinkovoimaloista

Terminaali	**Aurinkovoimalan koko (kWp)**	**Tuotettu sähkö (kWh / vuosi)**	**Ostettu sähkö (kWh / vuosi)**	**Myyty sähkö (kWh / vuosi)**	**Voimalan vaatima kattopinta-ala (m2)**	**Investointi kustannus (€)**
Vantaa	250	251 738	1 175 187	10 499	2500	175 000.00
Turku	150	152 885	896 521	3 703	1500	105 000.00
Tampere	350	347 631	1 558 308	9 626	3500	245 000.00
Lahti	60	61 773	331 617	2 412	600	42 000.00

4.3.2 Laskentamenetelmät

Aurinkosähköjärjestelmän investoinnin kannattavuutta laskettaessa tulee huomioida ainakin seuraavat asiat:

- Investointikustannus
- Vuosittaiset ylläpito-, käyttö- ja korjauskustannukset
- Järjestelmän tuottama nettorahamäärä
- Tuotettu energia
- Aika
- Pitoaika
- Korkokanta

Investointikustannuksessa huomioidaan kaikki kulut järjestelmän hankkimisesta asentamiseen. Vuosittaisissa ylläpito-, käyttö- ja korjauskustannuksissa huomioidaan kaikki kulut, joita järjestelmän käyttämiseen menee, esimerkiksi vakuutukset tai paneelien uusiminen kuuluvat näihin kustannuksiin.

Järjestelmän tuottama nettorahamäärä voidaan laskea säästetyn ostosähkön perusteella. Tuotettu energia saadaan simuloinnin tuloksena. Tarkastelu toteutetaan vuositasolla ja järjestelmän käyttöiäksi on asetettu 25 vuotta, jonka jälkeen järjestelmällä ei ole jäännösarvoa. Korkokannaksi on asetettu 5 %.

Tuotantokustannukset energiayksikköä kohden (LCOE, Levelized cost of energy)

Tuotantokustannukset energiayksikköä kohti voidaan laskea kaavalla:

$$\boldsymbol{LCOE} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+i)^t}}, \tag{4.1}$$

jossa:

LCOE on tuotantokustannus energiayksikköä kohden	[€ / kWh]
I_0 on järjestelmään sidottu pääoma	[€]
A_t on vuosittainen ylläpitokulu	[€]
E_t on tuotettu energia vuodessa t	[kWh]
i on laskentakorkokanta	[%]
n on käyttöikä	[a]
t on vuosi (1.2---n)	

Nettonykyarvomenetelmä (NPV, Net Present Value)

Nettonykyarvo voidaan laskea kaavalla:

$$\mathbf{NPV} = \sum_{t=1}^{n} \frac{\boldsymbol{T}}{(\boldsymbol{1}+\boldsymbol{i})^t} - \boldsymbol{A_t} - I_0\,, \tag{4.2}$$

jossa:

NPV on nettonykyarvo	[€]
i on laskentakorkokanta	[%]
t on vuosi (1.2---n)	
I_0 on vuosittainen käyttö-, huolto- ja ylläpitokulu	[€]
A_t on järjestelmän investointikustannus	[€]

Silloin kun NPV on positiivinen pitoajan sisällä, on järjestelmä kannattava.

4.3.3 Investoinnin takaisinmaksuaika

Investoinnin takaisinmaksuaikaa määriteltäessä voimaloiden investointikustannuksena asennettuna käytetään keskihintaa 700€ /kWp alv0. (Ahola, 2019, 9.)
Sähkön ostohintana käytetään tuntikohtaista Sport-hinnan keskiarvoa ajanjaksolta 14.4.2020 – 18.3.2021. Sähkön ostohintaan on lisäksi lisätty paikkakuntakohtainen siirtomaksu ja sähköveron määrä. Sähkön myymisestä verkkoon käytetään tuntikohtaista Sport-hinnan keskiarvoa ajanjaksolta 14.4.2020 – 18.3.2021. (Nord Pool, 2021)

Taulukko 9. Investoinnin takaisinmaksuaikaan vaikuttavat tekijät

Investoinnin takaisinmaksuaikaan vaikuttavat luvut	Määrä
Laskentakorkokanta	5 %
Järjestelmän investointikustannus	700 € / kWp
Järjestelmän investointituki	20 %
Järjestelmän ylläpito	0,25 % / vuosi investointikustannuksesta laskettuna
Ostetun sähkön hinta (sis. sähköenergian, siirtomaksun ja verot)	9,05 senttiä / kWh
Sähkön myyntihinta	3,5 senttiä / kWh

Laskentakorkokantana käytetään 5 prosenttia, mikä ei ole investoinnille kovin suuri tuottovaatimus, mutta aurinkosähköjärjestelmien investoinneille yleisesti käytetty arvo. Mikäli tuottovaatimusta muutetaan vaikuttaa se oleellisesti järjestelmän takaisinmaksuaikaan ja nettonykyarvoon.

Tämän työn laskelmissa ei ole huomioitu sähkön mahdollista hinnan nousua. Aurinkopaneelin tehon alenemiseksi laskettiin vuodessa 0,4 %. Luku perustuu aurinkopaneelien valmistajien antamaan takuuseen, jossa luvataan aurinkopaneeleille 90 % suorituskyky vielä 25 vuoden käytön jälkeen. Ylijäämäsähkön osalta laskelmissa oletettiin, että kaikki sähkö voidaan myydä takaisin verkkoon Spot-hinnalla. Järjestelmän ylläpitokuluista ei ole saatavilla luotettavaa tilastotietoa, joten laskelmissa ne oletettiin olevan 0,25 % / vuodessa investointikustannuksesta laskettuna. Invertterien vaihtokustannukseksi on laskettu 12 % koko järjestelmän investointikustannuksista. Invertterien käyttöiäksi on määritelty 15 vuotta.

Kannattavuuslaskelmat toteutettiin kokonaisuudessaan Excelillä ja niissä on asetettu järjestelmän elinkaareksi 25 vuotta. Kannattavuuslaskelmissa lasketaan tuotantokustannukset tuotettua energiayksikköä kohden LCOE-menetelmällä ja nettonykyarvo 5% laskentakorkokannalla.

Kun investointia suunnitellaan jo käytössä olevaan rakennukseen, tulisi investointia suunniteltaessa huomioida myös katon kunto ja mahdolliset korjaustarpeet seuraavan 25 vuoden aikana. Aurinkopaneelien pitkän käyttöiän johdosta tulisi myös katon kestää vähintään 25 vuotta. Mikäli katolla on vähemmän käyttöikää jäljellä, on suositeltavaa uusia katto ennen aurinkosähköjärjestelmän asentamista. Tämä tulisi ottaa huomioon investointikustannuksissa ja takaisinmaksuaikaa laskettaessa.

Investoinnin suunnitteluvaiheessa on hyvä huomioida myös katon riittävä kantavuus aurinkopaneelien asennusta varten. Aurinkopaneelien myötä katolle tulee noin 20 – 40 kg/m^2 ylimääräinen kuormitus. Mikäli katon rakenteita joudutaan vahvistamaan aurinkopaneelien asentamista varten voi investointikustannukset nousta merkittävästi, jonka seurauksena investointi aurinkopaneeleihin ei välttämättä ole teknillistaloudellisesta näkökulmasta kannattavaa.

Vantaan terminaalin kannattavuuslaskelma

Taulukossa 10 on esitettynä Vantaan terminaalin kannattavuuslaskelma 5 prosentin korkokannalla.

Taulukko 10. Vantaan terminaalin kannattavuuslaskelma

Vuosi	Tuotanto kWh	Tuotannon arvo (osto / myynti) €	Investointi- ja ylläpitokulut €	Invertterin vaihtokustannus €	Investointi-, ylläpito- ja vaihtokustannukset yhteensä €	Kassavirta €	LCOE € / kWh	Nettonykyarvo €
0			140 000.00 €	0.00	140 000.00 €	- 140 000.00 €		
1	251738	23 149.75 €	437.50 €	0.00	437.50 €	22 712.25 €	0.56 €	-112 732.65 €
2	250731	23 058.62 €	437.50 €	0.00	437.50 €	22 621.12 €	0.28 €	-93 191.67 €
3	249728	22 967.86 €	437.50 €	0.00	437.50 €	22 530.36 €	0.19 €	-74 655.89 €
4	248729	22 877.46 €	437.50 €	0.00	437.50 €	22 439.96 €	0.14 €	-57 073.59 €
5	247734	22 787.42 €	437.50 €	0.00	437.50 €	22 349.92 €	0.11 €	-40 395.74 €
6	246743	22 697.74 €	437.50 €	0.00	437.50 €	22 260.24 €	0.10 €	-24 575.80 €
7	245756	22 608.42 €	437.50 €	0.00	437.50 €	22 170.92 €	0.08 €	-9 569.65 €
8	244773	22 519.45 €	437.50 €	0.00	437.50 €	22 081.95 €	0.07 €	4 664.57 €
9	243794	22 430.85 €	437.50 €	0.00	437.50 €	21 993.35 €	0.06 €	18 166.58 €
10	242819	22 342.59 €	437.50 €	0.00	437.50 €	21 905.09 €	0.06 €	30 974.03 €
11	241848	22 254.69 €	437.50 €	0.00	437.50 €	21 817.19 €	0.05 €	43 122.66 €
12	240880	22 167.14 €	437.50 €	0.00	437.50 €	21 729.64 €	0.05 €	54 646.35 €
13	239917	22 079.94 €	437.50 €	0.00	437.50 €	21 642.44 €	0.05 €	65 577.26 €
14	238957	21 993.09 €	437.50 €	0.00	437.50 €	21 555.59 €	0.04 €	75 945.87 €
15	238001	21 906.59 €	437.50 €	21 000.00 €	21 437.50 €	469.09 €	0.04 €	76 160.76 €
16	237049	21 820.44 €	437.50 €	0.00	437.50 €	21 382.94 €	0.04 €	85 490.07 €
17	236101	21 734.62 €	437.50 €	0.00	437.50 €	21 297.12 €	0.04 €	94 339.46 €
18	235157	21 649.15 €	437.50 €	0.00	437.50 €	21 211.65 €	0.04 €	102 733.63 €
19	234216	21 564.03 €	437.50 €	0.00	437.50 €	21 126.53 €	0.04 €	110 696.00 €
20	233279	21 479.24 €	437.50 €	0.00	437.50 €	21 041.74 €	0.03 €	118 248.77 €
21	232346	21 394.79 €	437.50 €	0.00	437.50 €	20 957.29 €	0.03 €	125 413.02 €
22	231417	21 310.69 €	437.50 €	0.00	437.50 €	20 873.19 €	0.03 €	132 208.73 €
23	230491	21 226.91 €	437.50 €	0.00	437.50 €	20 789.41 €	0.03 €	138 654.86 €
24	229569	21 143.47 €	437.50 €	0.00	437.50 €	20 705.97 €	0.03 €	144 769.39 €
25	228651	21 060.37 €	437.50 €	0.00	437.50 €	20 622.87 €	0.03 €	150 569.39 €

Kannattavuuslaskelman perusteella Vantaan terminaalin 250 kWp aurinkovoimalan takaisinmaksuaika 5% korkokannalla ja 20 % investointituella on hieman yli 7 vuotta. Mikäli investointitukea ei oteta huomioon, on järjestelmän takaisinmaksuaika 5 % korkokannalla noin 10 vuotta. Järjestelmäinvestoinnin sisäinen korkokanta investointituen kanssa on 15,1 %. Sisäinen korkokanta kuvaa sitä kuinka suuren tuoton investoinnista saa 25 vuoden käytön aikana.

Turun terminaalin kannattavuuslaskelma

Taulukossa 11 on esitettynä Turun terminaalin kannattavuuslaskelma 5 prosentin korkokannalla.

Taulukko 11.Turun terminaalin kannattavuuslaskelma

Vuosi	Tuotanto kWh	Tuotannon arvo (osto / myynti) €	Investointi- ja ylläpitokulut €	Invertterin vaihtokustannus €	Investointi-, ylläpito- ja vaihtokustannukset yhteensä €	Kassavirta €	LCOE € / kWh	Nettonykyarvo €
0			84 000.00 €	0.00	84 000.00 €	- 84 000.00 €		
1	152885	13 965.70 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 703.20 €	0.55 €	-67 570.80 €
2	152273	13 910.35 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 647.85 €	0.28 €	-55 781.27 €
3	151664	13 855.23 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 592.73 €	0.19 €	-44 598.49 €
4	151058	13 800.33 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 537.83 €	0.14 €	-33 991.25 €
5	150453	13 745.64 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 483.14 €	0.11 €	-77 263.26 €
6	149852	13 691.18 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 428.68 €	0.09 €	-6 214.93 €
7	149252	13 636.93 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 374.43 €	0.08 €	2 211.91 €
8	148655	13 582.90 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 320.40 €	0.07 €	10 409.71 €
9	148061	13 529.09 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 266.59 €	0.06 €	18 185.61 €
10	147468	13 475.49 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 212.99 €	0.06 €	25 561.31 €
11	146879	13 422.11 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 159.61 €	0.05 €	32 557.43 €
12	146291	13 368.94 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 106.44 €	0.05 €	39 193.49 €
13	145706	13 315.98 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 053.48 €	0.04 €	45 488.02 €
14	145123	13 263.24 €	262.50 €	0.00	262.50 €	13 000.74 €	0.04 €	51 458.59 €
15	144543	13 210.70 €	262.50 €	12 600.00 €	12 862.50 €	348.20 €	0.04 €	51 349.68 €
16	143964	13 158.38 €	262.50 €	0.00	262.50 €	12 895.88 €	0.04 €	56 721.51 €
17	143388	13 106.26 €	262.50 €	0.00	262.50 €	12 843.76 €	0.04 €	61 816.87 €
18	142815	13 054.36 €	262.50 €	0.00	262.50 €	12 791.86 €	0.04 €	66 649.99 €
19	142244	13 002.66 €	262.50 €	0.00	262.50 €	12 740.16 €	0.04 €	71 234.36 €
20	141675	12 951.17 €	262.50 €	0.00	262.50 €	12 688.67 €	0.03 €	71 734.66 €
21	141108	12 899.88 €	262.50 €	0.00	262.50 €	12 637.38 €	0.03 €	79 707.43 €
22	140544	12 848.80 €	262.50 €	0.00	262.50 €	12 586.30 €	0.03 €	83 619.78 €
23	139981	12 797.92 €	262.50 €	0.00	262.50 €	12 535.42 €	0.03 €	87 330.77 €
24	139421	12 747.25 €	262.50 €	0.00	262.50 €	12 484.75 €	0.03 €	90 850.77 €
25	138864	12 696.78 €	262.50 €	0.00	262.50 €	12 434.28 €	0.03 €	94 189.60 €

Kannattavuuslaskelman perusteella Turun terminaalin 150 kWp aurinkovoimalan takaisinmaksuaika 5% korkokannalla ja 20 % investointituella on hieman alle 7 vuotta. Mikäli investointitukea ei oteta huomioon, on järjestelmän takaisinmaksuaika 5 % korkokannalla noin 10 vuotta. Järjestelmäinvestoinnin sisäinen korkokanta investointituen kanssa on 15,2 %. Sisäinen korkokanta kuvaa sitä kuinka suuren tuoton investoinnista saa 25 vuoden käytön aikana.

Tampereen terminaalin kannattavuuslaskelma

Taulukossa 12 on esitettynä Tampereen terminaalin kannattavuuslaskelma 5 prosentin korkokannalla.

Taulukko 12.Tampereen terminaalin kannattavuuslaskelma

Vuosi	Tuotanto kWh	Tuotannon arvo (osto / myynti) €	Investointi- ja ylläpitokulut €	Invertterin vaihtokustannus €	Investointi-, ylläpito- ja vaihtokustannukset yhteensä €	Kassavirta €	LCOE € / kWh	Nettonykyarvo €
0			196 000.00 €	0.00	196 000.00 €	- 196 000.00 €		
1	347631	31 797.52 €	612.50 €	0.00	612.50 €	31 185.02 €	0.56 €	-158 380.94 €
2	346240	31 706.30 €	612.50 €	0.00	612.50 €	31 093.80 €	0.28 €	-131 520.95 €
3	344856	31 580.82 €	612.50 €	0.00	612.50 €	30 968.32 €	0.19 €	-106 043.23 €
4	343476	31 455.84 €	612.50 €	0.00	612.50 €	30 843.34 €	0.14 €	-81 876.67 €
5	342102	31 331.37 €	612.50 €	0.00	612.50 €	30 718.87 €	0.12 €	-58 953.77 €
6	340734	31 207.39 €	612.50 €	0.00	612.50 €	30 594.89 €	0.10 €	-37 210.56 €
7	339371	31 083.91 €	612.50 €	0.00	612.50 €	30 471.41 €	0.08 €	-16 586.31 €
8	338013	30 960.92 €	612.50 €	0.00	612.50 €	30 348.42 €	0.07 €	2 976.55 €
9	336661	30 838.42 €	612.50 €	0.00	612.50 €	30 225.92 €	0.07 €	21 532.65 €
10	335315	30 716.42 €	612.50 €	0.00	612.50 €	30 103.92 €	0.06 €	39 133.79 €
11	333973	30 594.90 €	612.50 €	0.00	612.50 €	29 982.40 €	0.05 €	55 829.11 €
12	332638	30 473.87 €	612.50 €	0.00	612.50 €	29 861.37 €	0.05 €	71 665.23 €
13	331307	30 353.32 €	612.50 €	0.00	612.50 €	29 740.82 €	0.05 €	86 686.37 €
14	329982	30 233.25 €	612.50 €	0.00	612.50 €	29 620.75 €	0.04 €	100 934.46 €
15	328662	30 113.67 €	612.50 €	29 400.00 €	30 012.50 €	101.17 €	0.04 €	100 980.80 €
16	327347	29 994.56 €	612.50 €	0.00	612.50 €	29 382.06 €	0.04 €	113 800.10 €
17	326038	29 875.93 €	612.50 €	0.00	612.50 €	29 263.43 €	0.04 €	125 959.66 €
18	324734	29 757.78 €	612.50 €	0.00	612.50 €	29 145.28 €	0.04 €	137 493.43 €
19	323435	29 640.09 €	612.50 €	0.00	612.50 €	29 027.59 €	0.04 €	148 433.63 €
20	322141	29 522.88 €	612.50 €	0.00	612.50 €	28 910.38 €	0.04 €	158 810.79 €
21	320852	29 406.14 €	612.50 €	0.00	612.50 €	28 793.64 €	0.03 €	168 653.89 €
22	319569	29 289.86 €	612.50 €	0.00	612.50 €	28 677.36 €	0.03 €	177 990.41 €
23	318291	29 174.05 €	612.50 €	0.00	612.50 €	28 561.55 €	0.03 €	186 846.43 €
24	317018	29 058.70 €	612.50 €	0.00	612.50 €	28 446.20 €	0.03 €	195 246.68 €
25	315749	28 943.81 €	612.50 €	0.00	612.50 €	28 331.31 €	0.03 €	203 214.59 €

Kannattavuuslaskelman perusteella Tampereen terminaalin 350 kWp aurinkovoimalan takaisinmaksuaika 5% korkokannalla ja 20 % investointituella on hieman alle 8 vuotta. Mikäli investointitukea ei oteta huomioon, on järjestelmän takaisinmaksuaika 5 % korkokannalla noin 10 vuotta. Järjestelmäinvestoinnin sisäinen korkokanta investointituen kanssa on 14,8 %. Sisäinen korkokanta kuvaa sitä kuinka suuren tuoton investoinnista saa 25 vuoden käytön aikana.

Lahden terminaalin kannattavuuslaskelma

Taulukossa 13 on esitettynä Lahden terminaalin kannattavuuslaskelma 5 prosentin korkokannalla.

Taulukko 13.Lahden terminaalin kannattavuuslaskelma

Vuosi	Tuotanto kWh	Tuotannon arvo (osto / myynti) €	Investointi- ja ylläpitokulut €	Invertterin vaihtokustannus €	Investointi-, ylläpito- ja vaihtokustannukset yhteensä €	Kassavirta €	LCOE € / kWh	Nettonykyarvo €
0			33 600.00 €	0.00	33 600.00 €	- 33 600.00 €		
1	61773	5 674.88 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 579.88 €	0.54 €	-26 938.89 €
2	61526	5 652.51 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 557.51 €	0.27 €	-22 138.10 €
3	61280	5 630.24 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 535.24 €	0.18 €	-17 584.24 €
4	61035	5 608.06 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 513.06 €	0.14 €	-13 264.61 €
5	60791	5 585.96 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 490.96 €	0.11 €	-9 167.17 €
6	60547	5 563.96 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 468.96 €	0.09 €	-5 280.49 €
7	60305	5 542.04 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 447.04 €	0.08 €	-1 593.71 €
8	60064	5 520.21 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 425.21 €	0.07 €	1 903.42 €
9	59824	5 498.47 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 403.47 €	0.06 €	5 220.68 €
10	59584	5 476.81 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 381.81 €	0.06 €	8 367.32 €
11	59346	5 455.24 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 360.24 €	0.05 €	11 352.10 €
12	59109	5 433.76 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 338.76 €	0.05 €	14 183.36 €
13	58872	5 412.36 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 317.36 €	0.04 €	16 868.99 €
14	58637	5 391.05 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 296.05 €	0.04 €	19 416.47 €
15	58402	5 369.82 €	95.00 €	5 040.00 €	5 135.00 €	234.82 €	0.04 €	19 524.05 €
16	58169	5 348.68 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 253.68 €	0.04 €	21 816.21 €
17	57936	5 327.62 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 232.62 €	0.04 €	23 990.48 €
18	57704	5 306.65 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 211.65 €	0.04 €	26 052.90 €
19	57473	5 285.76 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 190.76 €	0.04 €	28 009.25 €
20	57243	5 264.96 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 169.96 €	0.03 €	29 864.96 €
21	57015	5 244.23 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 149.23 €	0.03 €	31 625.23 €
22	56786	5 223.59 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 128.59 €	0.03 €	33 294.95 €
23	56559	5 203.04 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 108.04 €	0.03 €	34 878.79 €
24	56333	5 182.56 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 087.56 €	0.03 €	36 381.16 €
25	56108	5 162.17 €	95.00 €	0.00	95.00 €	5 067.17 €	0.03 €	37 806.26 €

Kannattavuuslaskelman perusteella Lahden terminaalin 60 kWp aurinkovoimalan takaisinmaksuaika 5% korkokannalla ja 20 % investointituella on hieman alle 8 vuotta. Mikäli investointitukea ei oteta huomioon, on järjestelmän takaisinmaksuaika 5 % korkokannalla noin 10 vuotta. Järjestelmäinvestoinnin sisäinen korkokanta investointituen kanssa on 15,5 %. Sisäinen korkokanta kuvaa sitä kuinka suuren tuoton investoinnista saa 25 vuoden käytön aikana.

5 YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Työssä tutkittiin aurinkosähköjärjestelmien kannattavuutta ostetun sähkön korvaamiseksi neljässä eri Kaukokiidon logistiikkaterminaalissa. Työssä laskettiin terminaalikohtaisesti sähkönkulutuksen perusteella mitoitettujen aurinkosähköjärjestelmien sähköntuotto, tuotetun sähkön hinta, kassavirta, investoinnin takaisinmaksuaika ja tuotantokustannukset energiayksikköä kohden.

Aurinkosähköjärjestelmät mallinnettiin kiinteistöjen tuntikohtaisia kulutustietoja hyödyntäen. Simuloinnin tuloksena saatujen arvojen pohjalta valittiin jokaiseen terminaaliin teknistaloudellisesta näkökulmasta optimaalisimman kokoinen aurinkovoimala. Aurinkovoimalan mitoituksen perusteena käytettiin kiinteistöjen tuntikohtaisia sähkönkulutustietoja ajanjaksolta 14.4.2020 – 18.3.2021. Sähkön hintana käytettiin Nord Pool -sähköpörssin tuntispot-hintoja samalta ajanjaksolta.

Simuloinnin tuloksena saatu sähköntuotanto on Suomen olosuhteissa hyvin optimistinen arvio, sillä Homer Pro -simulointityökalu ei osaa ottaa simuloinneissa huomioon lumipeitteen vaikutusta aurinkopaneelien tuottoon talviaikana. Lumisena talvena aurinkopaneelien talvikuukausien tuotto voi heikentyä merkittävästi, jonka seurauksena järjestelmän takaisinmaksuaika voi poiketa laskelmien takaisinmaksuajasta. Lisäksi Homer Pro:n käyttämä NASA:n säteilytietokanta on ilmeisesti pilvisyyden osalta hieman liian optimistinen ja näin ollen simuloinnin tulos voi poiketa todellisuudesta.
Takaisinmaksuaikaan, järjestelmän rahalliseen tuottoon ja mitoitukseen vaikuttaa merkittävästi myös sähkön hinta. Kun sähkön hinta on korkealla, takaisinmaksuaika lyhenee ja vastaavasti sähkön hinnan ollessa alhaalla takaisinmaksuaika pitenee.

Takaisinmaksuajan laskennassa korkokantana käytettiin 5 prosenttia, joka on investoinnille maltillinen tuottotavoite, mutta aurinkovoimaloiden kohdalla yleisesti käytössä oleva korkokanta. Mikäli investoinnissa käytetään vierasta pääomaa eli lainarahaa, kannattaa laskelmissa hyödyntää painotetun keskimääräisen pääomakustannuksen laskentamenetelmää, jonka lyhenne englanniksi on WACC (Weighted Average Cost of Capital).

WACC-menetelmässä pääomakustannus lasketaan velkapääoman ja oman pääoman kustannusten keskiarvona. Kun WACC-korkoa käytetään rahavirtojen nykyarvon laskemisessa, tulee hankkeen sisäisen koron olla suurempi kuin diskonttaamiseen käytettyä WACC-korko.
Pienellä korolla olevan lainan käyttäminen investoinneissa nostaa oman pääoman tuottoa merkittävästi. Tämän työn laskelmat toteutettiin sillä oletuksella, että hankintaan ei hyödynnetä lainarahaa, vaan hankinnat rahoitetaan kokonaan yrityksen omalla rahalla.

Järjestelmäinvestoinneille laskettiin investointituen kanssa noin 8 vuoden takaisinmaksuaika. Sisäinen korkokanta vaihteli välillä 14,8 – 15,5 prosenttia. Sisäisellä korkokannalla kuvataan järjestelmäinvestoinnin tuottoa 25 vuoden käyttöiän aikana.
Tässä työssä oletettiin sähkön hinnan pysyvän vakiona koko tarkastelujakson ajan.

Työn lopputuloksena voidaan todeta, että aurinkosähkö on potentiaalinen ratkaisu korvaamaan logistiikkaterminaalien ostosähköä. Järjestelmän avulla on mahdollista tuottaa omavaraisesti puhdasta energiaa kiinteistön omaa energiankulutusta varten. Aurinkosähköjärjestelmään investointi on järkevää, sillä investoinnille saadaan kohtuullinen takaisinmaksuaika, sekä erinomainen tuotto 25 vuoden käytön aikana. Aurinkopaneeleihin investointia voidaan tarkastella myös omavaraisuuskysymyksenä, sillä niiden avulla on mahdollista turvata kiinteistöjen sähkön saanti sähkökatkojen aikana, sekä suojata sähkön hintaa.

LÄHTEET

Ahola, J. (2019). National Survey Report of PV Power Applications in FINLAND 2019. IEA-PVPS. [WWW-dokumentti]. [viitattu:16.11.2021].
Saatavissa: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/09/NSR_Finland_2019.pdf

Asumisen rahoitus- ja kehittämiskeskus. (2021). Energia-avustus taloyhtiöille. ARA. [WWW-dokumentti]. [viitattu 12.9.2020]. Saatavissa: https://www.ara.fi/fi-FI/Lainat_ja_avustukset/Energiaavustus/Taloyhtiot

Basic off-grid PV system. (2013) [Kuva]. [WWW-dokumentti]. [viitattu 7.9.2020].
Saatavissa: https://www.researchgate.net/figure/Basic-off-grid-PV-system_fig2_258148774

Basic on-grid PV system. (2021). [Kuva]. [WWW-dokumentti]. [viitattu 7.9.2020].
Saatavissa: https://5.imimg.com/data5/LR/AO/JP/SELLER-89519488/on-grid-solar-system-500x500.jpg

Blazev, A. S. (2013). Solar Technologies for the 21st Century (1st ed.) [E-kirja]. River Publishers.
ISBN 9781466582910

Business Finland. (2021). Energiatuki. [WWW-dokumentti]. [viitattu 12.9.2020]. Saatavissa: https://www.businessfinland.fi/suomalaisille-asiakkaille/palvelut/rahoitus/energiatuki

Clean Energy Reviews. (2021). Solar Cell Type and Efficiency [Kuva]. [WWW-dokumentti]. [viitattu 7.9.2020]. Saatavissa: https://images.squarespace-cdn.com/content/v1/5354537ce4b0e65f5c20d562/1597627917731-3K9TM1HK5GQ40RU9JW6X/Solar_panel_types_latest-technology-2020.jpg?format=1000w

Erat Bruno et. al, (2008). Aurinko-opas, aurinkoenergiaa rakennuksiin.
Painoyhtymä Oy. 208 s. ISBN 978-952-92-2721-1

Finlex. (2016). Sähköturvallisuuslaki 1135/2016 - Ajantasainen lainsäädäntö - FINLEX ®. [WWW-dokumentti]. [viitattu 8.9.2020]. Saatavissa: https://finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2016/20161135?search[type]=pika&search[pika]=S%C3%A4hk%C3%B6turvallisuuslaki

FINNWIND. (2021). Aurinko E+. Puhdasta Aurinkosähköä. [WWW-dokumentti]. [viitattu 3.10.2020]. Saatavissa: https://finnwind.fi/wp-content/uploads/upload_photos/esitteet/Aurinkovoimala-yritykset-yleisesite.pdf

Goodall, C. (2016). The Switch: How solar, storage and new tech means cheap power for all (UK ed.). IPS - Profile Books. ISBN 178-125-63-57

Homer Energy. (2021). HOMER Pro Version History. HOMER Pro Version History. WWW-dokumentti]. [viitattu:16.11.2021].
Saatavissa: https://www.homerenergy.com/products/pro/version-history.html

Huumo, K. & Väre. (2021). Hyödynnä yritysten energiatuki. Väre |

Muutakin kuin vain sähköyhtiö | väre.fi. [WWW-dokumentti]. [viitattu 12.9.2020].

Saatavissa: https://vare.fi/hyodynna-yritysten-energiatuki/

ITACA. (2021b). Part 2: Solar Energy Reaching the Earth's Surface | ITACA. [WWW-dokumentti]. [viitattu 5.9.2020]. Saatavissa: https://www.itacanet.org/the-sun-as-a-source-of-energy/part-2-solar-energy-reaching-the-earths-surface/

ITACA. (2021). The total daily amount of extraterrestrial irradiation on a plane horizontal to the Earth's surface(H0h) for different latitudes. [Kuva]. https://www.itacanet.org/the-sun-as-a-source-of-energy/part-2-solar-energy-reaching-the-earths-surface/

Korkein hallinto-oikeus. (2021, February 18). KHO: 2021:20 - Korkein hallinto-oikeus.]. [WWW-dokumentti]. [viitattu 12.9.2020]. Saatavissa: https://www.kho.fi/fi/index/paatokset/vuosikirjapaatokset/1613470807597.html

Lahden karttapalvelu. (2021). Lahden terminaali [Kuva]. [WWW-dokumentti]. [viitattu 19.9.2020]. Saatavissa: https://kartta.lahti.fi/IMSHollola/?layers=Maastokartta&lon=AsemakaavaAlueet&lon=Orimattilan%20ajantasakaava&lon=Pyoratiet&cp=6764590,26468747&z=0.25

Lappeenranta University of Technology, LUT. (2019). Aurinkoenergia ja aurinkosähkö Suomessa - Uutiset - LUT. [WWW-dokumentti]. [viitattu 25.8.2020]. Saatavissa: https://www.lut.fi/uutiset/-/asset_publisher/h33vOeufOQWn/content/aurinkoenergia-ja-aurinkosahko-suomessa

Lappeenranta University of Technology, LUT. (2015). Aurinkosähkö tulee, halusit tai et – Uutiset - LUT. [WWW-dokumentti]. [viitattu 25.8.2020]. Saatavissa: https://www.lut.fi/uutiset/-/asset_publisher/h33vOeufOQWn/content/aurinkosahko-tulee-halusit-tai-et

Luque, A., & Hegedus, S. (2011). Handbook of Photovoltaic Science and Engineering (2nd ed.) [E-book]. Wiley. ISBN 978-0-470-72169-8

Motiva. (2021). Aurinkosähköteknologiat. [WWW-dokumentti]. [viitattu 6.9.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat

Motiva. (2021b). PN-liitoksen toimintaperiaate aurinkokennossa [Kuva]. [viitattu 6.9.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/files/8839/textsize/Pn-liitokseen_perustuvan_aurinkokennon_toimintaperiaate.jpg

Motiva. (2021c). Aurinkosähköjärjestelmän teho. [WWW-dokumentti]. [viitattu 7.9.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelman_teho

Motiva. (2021d). Lupa-asiat. [WWW-dokumentti]. [viitattu 8.9.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/ennen_jarjestelman_hankintaa/lupa-asiat

Motiva. (2021e). Lainsäädäntö ja muu ohjaus. Lainsäädäntö Ja Muu Ohjaus. [WWW-dokumentti]. [viitattu 8.9.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/ennen_jarjestelman_hankintaa/lainsaadanto_ja_muu_ohjaus

Motiva. (2021f). Turvallisuus. [WWW-dokumentti]. [viitattu 8.9.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/ennen_jarjestelman_hankintaa/lainsaadanto_ja_muu_ohjaus/turvallisuus

Motiva. (2021g). Ylijäämäsähkön myynti. [WWW-dokumentti]. [viitattu 12.9.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman_kaytto/ylijaamasahkon_myynti

Motiva. (2021h). Sähkön osto- ja myyntihinnan rakenne ja mittakaava.jpg [Kuva]. [WWW-dokumentti]. [viitattu 12.9.2020]. Saatavissa: http://motiva.fi/files/8939/textsize/Sahkon_osto-_ja_myyntihinnan_rakenne_ja_mittakaava.jpg

Motiva. (2021i). Sähköverkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän mitoitus. [WWW-dokumentti]. [viitattu 3.10.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus

Motiva. (2021j). Aurinkosähköteknologiat. [WWW-dokumentti]. [viitattu 16.10.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat

Nord Pool. (2021). Historical Market Data. [WWW-dokumentti]. [viitattu:20.11.2021]. Saatavissa: https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/

NREL. (2011). HOMER Getting Started Guide. HOMER Legacy (Version 2.68). [WWW-dokumentti]. [viitattu 10.10.2020]. Saatavissa: http://www.ecowrex.org/system/files/repository/homergettingstarted268.pdf

NREL. (2021). Best Research-Cell Efficiency Chart. Photovoltaic Research | NREL. WWW-dokumentti]. [viitattu:16.11.2021].
Saatavissa: https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html

Roberts, S., & Guariento, N. (2009). Building Integrated Photovoltaics [E-Kirja]. Birkhäuser. ISBN 3-0346-0486-6

Svarc, J. (2021, July 18). Most efficient solar panels 2021 — Clean Energy Reviews. CLEAN ENERGY REVIEWS. [WWW-dokumentti]. [viitattu 7.9.2020]. Saatavissa: https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels

Tahkokorpi, M. (2016). Aurinkoenergia Suomessa. Into Kustannus Oy 207 s. ISBN 978-952-264-663-7

Tampere. (2013). Aurinkosähköopas tamperelaisille. Aurinkosähköopas.

[WWW-dokumentti]. [viitattu 12.9.2020]. Saatavissa:

https://www.tampere.fi/liitteet/a/6Gkg9C2MG/Aurinkosahkoopas_36660_vedos.pdf

Tampereen karttapalvelu. (2021). Tampereen terminaali [Kuva]. [WWW-dokumentti]. [viitattu 19.9.2020]. Saatavissa: https://kartat.tampere.fi/oskari?zoomLevel=12&coord=318195.40030495665_6823898.929270756&mapLayers=18+100+raster&uuid=0ee42977-540a-42e6-9107-bc9767d00fac&noSavedState=true&showIntro=false

Tapiovaara, J. (2016.). Aurinkopaneelit.pdf. Peda Rauman Lukio Fysiikan Kurssi. [WWW-dokumentti]. [viitattu 19.9.2020]. Saatavissa: https://peda.net/rauma/rauman-lukio/oppiaineet/mafyke/tapiovaara-janne/fysiikan-kurssit/fy7/kurssin-tiedostoja/aurinkopaneeli:file/download/2fa86d8d6f17718bf77d818ed2743e0e839e7389/Aurinkopaneelit.pdf

Tilastokeskus. (2021). Sähkön hankinta ja kokonaiskulutus 2020. [WWW-dokumentti]. [viitattu 25.8.2020]. https://www.stat.fi/tup/suoluk/suoluk_energia.html

Tilasto: Energian hinnat [verkkojulkaisu].
ISSN=1799-7984. 2. 2021. Helsinki: Tilastokeskus [WWW-dokumentti]. [viitattu: 16.10.2021].
Saatavissa: http://www.stat.fi/til/ehi/2021/02/ehi_2021_02_2021-09-09_tie_001_fi.html

Tukes. (2021). Aurinkosähköjärjestelmät. Turvallisuus- ja kemikaalivirasto (Tukes). [WWW-dokumentti]. [viitattu 31.8.2020]. Saatavissa: https://tukes.fi/sahko/sahkotyot-ja-urakointi/aurinkosahkojarjestelmat

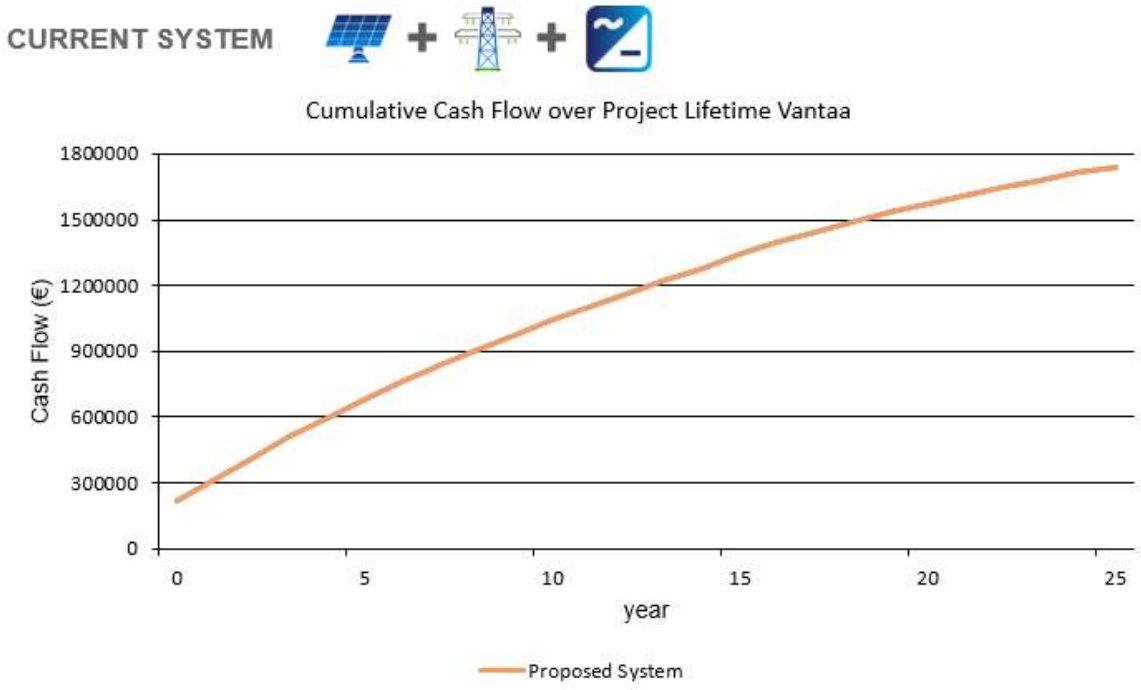
Turun karttapalvelu. (2021). Turun terminaali [Kuva]. [WWW-dokumentti]. [viitattu 19.9.2020]. Saatavissa: https://opaskartta.turku.fi/IMS/?layers=Maastokartta&lon=Asemakaavatiedot%20ja%20m%C3%A4%C3%A4r%C3%A4ykset&lon=Vireill%C3%A4%20olevat%20asemakaavat&lon=Kiinteist%C3%B6jako&lon=Tonttijako&cp=6710420,23460967&z=0.5

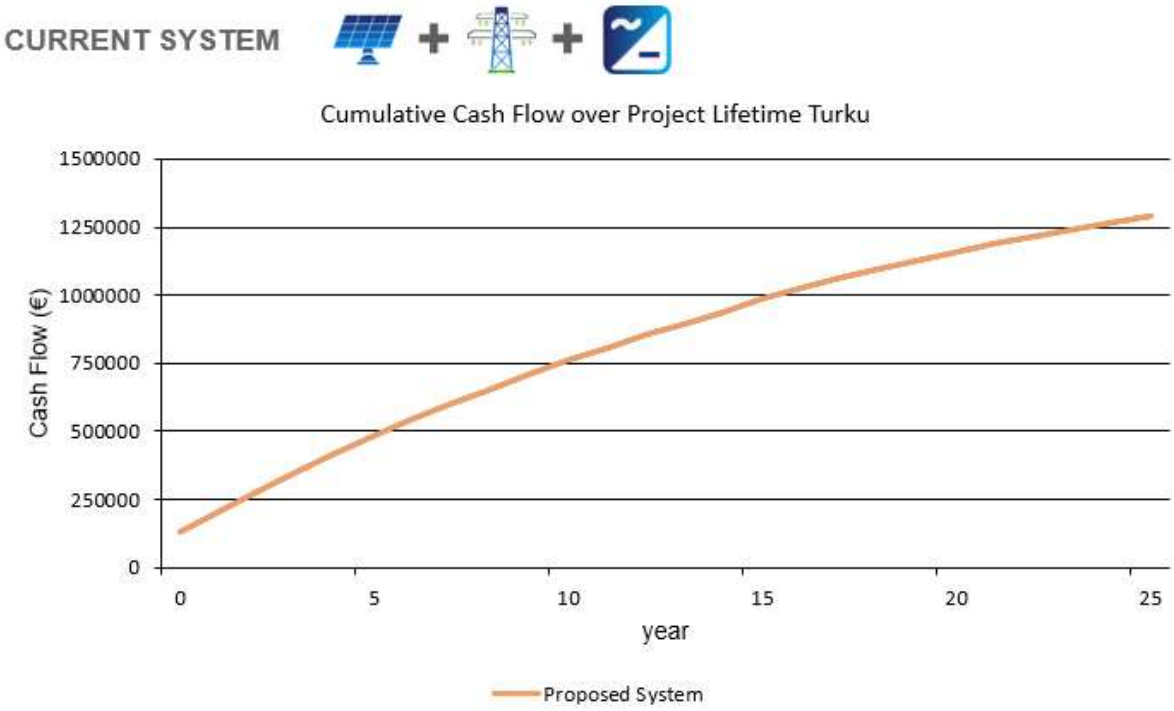
Vantaan kaupunki. (2021). Vantaan terminaali [Kuva]. [WWW-dokumentti]. [viitattu 19.9.2020]. Saatavissa: https://kartta.vantaa.fi/#

Vero. (2020). Kotitalouden sähköntuotannon tuloverotus. vero.fi. [WWW-dokumentti]. [viitattu 12.9.2020]. Saatavissa: https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje -hakusivu/48484/kotitalouden_sahkontuotannon_tuloverotu/

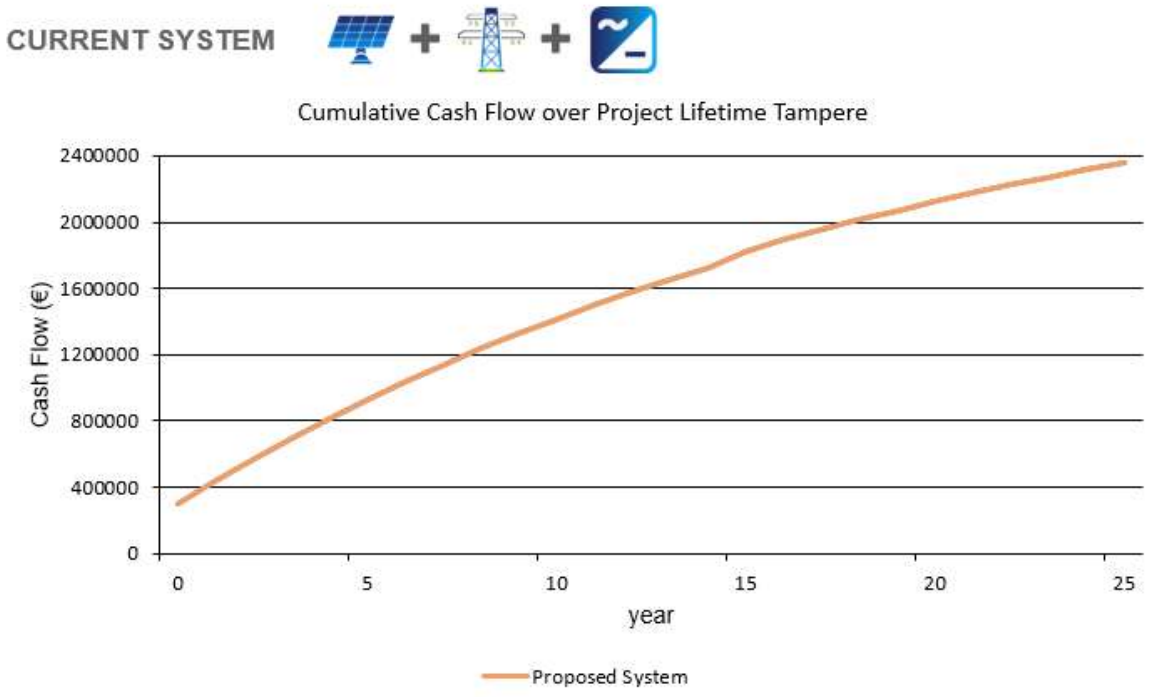
Yle. (2015). Suomen vuotuinen säteilykertymä [Kuva]. [WWW-dokumentti]. [viitattu 19.9.2020]. Saatavissa: https://images.cdn.yle.fi/image/upload/f_auto,fl_progressive/q_88/w_1069,h_1602,c_crop,x_83,y_77/w_1000/v1446822169/17-37424563cc0d974158.jpg

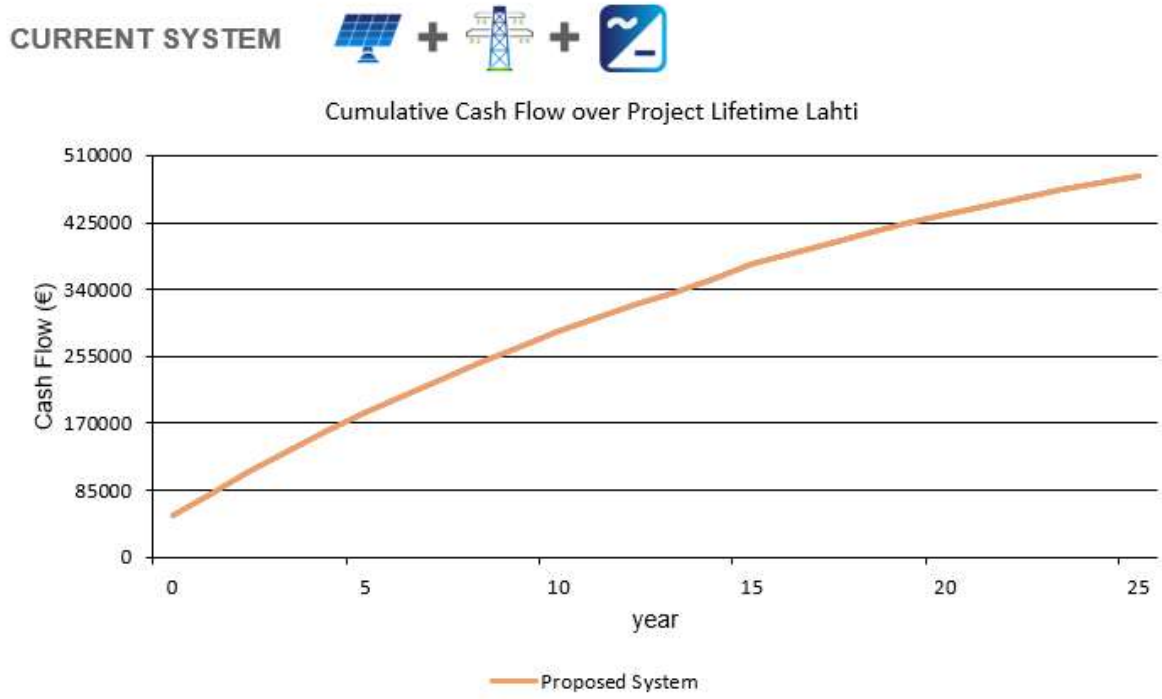
Liite 1.


CURRENT SYSTEM
Cumulative Cash Flow over Project Lifetime Vantaa
Cash Flow (€)
1800000
1500000
1200000
900000
600000
300000
0
0
5
10
15
20
25
year
Proposed System


CURRENT SYSTEM
Cumulative Cash Flow over Project Lifetime Turku
Cash Flow (€)
1500000
1250000
1000000
750000
500000
250000
0
0
5
10
15
20
25
year
Proposed System

Liite 1.


CURRENT SYSTEM
Cumulative Cash Flow over Project Lifetime Tampere
Cash Flow (€)
2400000
2000000
1600000
1200000
800000
400000
0
0
5
10
15
20
25
year
Proposed System


CURRENT SYSTEM
Cumulative Cash Flow over Project Lifetime Lahti
Cash Flow (€)
510000
425000
340000
255000
170000
85000
0
0
5
10
15
20
25
year
Proposed System